

TRABAJO FINAL DE GRADO

Grado en Ingeniería de la Energía

VIABILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE IMPLANTACIÓN DE BATERÍAS EN LA RED ELÉCTRICA



Memoria y Anexos

Autora: Rocio Revaliente-Revuelta
Director: Andreas Sumper
Convocatoria: Junio 2018

Resumen

En este Trabajo Final de Grado se encuentra la viabilidad de una instalación de almacenamiento de energía con diferentes tecnologías de baterías y que participa del mercado de reservas de control alemán. Se comentan los tipos de tecnologías de almacenamiento de corta, media y larga duración y los usos del mismo. Posteriormente se entra más en detalle sobre el control de frecuencia y el mercado de reservas de control alemán. También se comenta la conexión a la red eléctrica de los sistemas de almacenamiento mediante baterías. Se acaba con un análisis de impacto ambiental. Para el cálculo de la viabilidad se utilizará el VAN teniendo en cuenta los ingresos anuales y los gastos generados por instalación inicial, operación y mantenimiento anual y recambios de la instalación. Las diferentes tecnologías estudiadas son las baterías de plomo-ácido, tres tecnologías de litio (LiFePO₄, NMC y LTO), las de sulfuro de sodio, dos tecnologías de flujo (VRFB y ZBB) y las de níquel-cadmio. También se realiza un análisis de sensibilidad variando cuatro de los parámetros utilizados: la tasa de interés, los ingresos, el coste de capacidad de cada tecnología y su tiempo de vida. El trabajo demuestra cómo las tecnologías de flujo consiguen un VAN más elevado y son, por tanto, las más recomendables. Las baterías de sulfuro de sodio y las diferentes de litio pueden llegar a conseguir mejores valores de VAN en un futuro con la bajada de los costes de capacidad y también serán rentables. Finalmente, las baterías de plomo-ácido y de níquel-cadmio no son recomendables, pues tienen valores de VAN muy bajos.

Resum

En aquest Treball de Fi de Grau es troba la viabilitat d'una instal·lació d'emmagatzematge d'energia amb diferents tecnologies de bateries y que participa en el mercat de reserves de control alemany. Es comenten els tipus de tecnologies d'emmagatzematge de curta, mitja i llarga duració i els usos del mateix. Posteriorment s'entra més en detall sobre el control de freqüència i el mercat de reserves de control alemany. També es comenta la connexió a la xarxa elèctrica dels sistemes d'emmagatzematge mitjançant bateries. S'acaba amb una anàlisi d'impacte ambiental. Per al càlcul de viabilitat s'utilitzarà el VAN tenint en compte els ingressos anuals i les despeses generades per la instal·lació inicial, operació i manteniment anuals i recanvis de la instal·lació. Les diferents tecnologies estudiades són les bateries de plom-àcid, tres tecnologies de liti (LiFePO₄, NMC i LTO), les de sulfur de sodi, dos tecnologies de flux (VRFB i ZBB) i les de níquel-cadmi. També es realitza en anàlisi de sensibilitat variant quatre dels paràmetres utilitzats: la taxa d'interès, els ingressos, el cost de capacitat de cada tecnologia i llur temps de vida. El treball demostra com les tecnologies de flux aconsegueixen un VAN més alt i són, per tant, les més recomanables. Les bateries de sulfur de sodi i les diferents de liti poden arribar a aconseguir millors valors de VAN en un futur amb la baixada dels costos de capacitat i també seran recomanables. Finalment, les bateries de plom-àcid i les de níquel-cadmi no són recomanables, doncs tenen valors de VAN molt baixos.

Abstract

This Undergraduate Final Thesis aims to find the feasibility of an energy storage plant with different battery technologies trading in the German control reserves market. Different energy storage technologies for short, mid and long term and their applications are shown. After that, a deeper insight into the frequency control and the German control reserve market is carried out. Battery storage system's connection to the grid is explained. A brief environmental analysis is at the end. NPV method is used to find the feasibility, with annual revenues, initial costs, annual operational and maintenance and replacement costs. The target technologies to study are lead-acid, three lithium technologies (LiFePO₄, NMC and LTO), sodium sulphur, two flow technologies (VRFB and ZBB) and nickel-cadmium batteries. Moreover, a sensibility analysis will be carried out varying four parameters: interest rate, revenues, capacity costs of each technology and their time-life. As a result, flow batteries achieve a higher NPV and, thus, they are highly recommendable. Sodium sulphur and lithium batteries might achieve better NPV in the future due to lowering prices and they will be recommendable as well. Finally, lead-acid and nickel-cadmium batteries are not recommendable since their NPV are too low.



Agradecimientos

Quiero agradecer a todas las personas que me ha ayudado a alcanzar este punto de mi vida en que he realizado mi Trabajo Final de Grado y estoy a punto de graduarme. Gracias a mis padres por pagarme todos los estudios hasta ahora y mantenerme, permitiendo centrarme en este objetivo solamente. Muchas gracias a todos los profesores que me han enseñado los conocimientos y el método de estudio desde pequeña, muchos de ellos inculcando una pasión que espero me acompañe durante el resto de mi vida, aunque finalmente no haya acabado estudiando su rama o especialidad me han cultivado en el saber y les estaré siempre agradecida (Pilar, Bea, David, Maite, Javi, Xavi, Jesús, Josep, Montserrat, Rodolfo, Herminio, ...). También a mi hermano, José, quien siempre ha sabido cómo animarme y con quien espero seguir peleándome toda la vida. Gracias a Irma, por mostrar interés y ofrecer mejoras. Y finalmente, a mi tutor de este trabajo, Andreas Sumper, y a los compañeros del CITCEA que me han ayudado a desarrollarlo. A todos, muchas gracias.



Glosario

ACE: Area Control Error (Error de Control de Área)

BESS: Battery Energy Storage System (Sistema de Baterías de Almacenamiento de Energía)

BMS: Battery Management System (Sistema de Gestión de Batería)

BSS: Battery Storage System (Sistema de Baterías de Almacenamiento)

CAES: Compressed Air Energy Storage (Almacenamiento de Energía con Aire Comprimido)

DoD: Depth of Discharge (Profundidad de Descarga).

ELIX: European Electricity Index (Índice Europeo de Electricidad)

ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity (Red europea de Operadores del Sistema de Transmisión para la Electricidad)

EPEX: European Power Exchange (Intercambio de Potencia Europeo)

ESS: Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía)

FESS: Flywheel Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía con Volantes de Inercia)

GCC: Grid Control Coordination (Coordinación de Control de Red)

HESS: Hydrogen Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía con Hidrógeno)

IRENA: International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables)

LVRT: Low Voltage Ride-Through

MR: Minute Reserve (Reservas Minutarias, también llamadas Reservas de Control Terciario)

PCR: Primary Control Reserve (Reservas de Control Primario)

PHELIX: Índice alemán y austriaco de precio de la electricidad

PHES: Pumped Heat Energy Storage (Sistema de Almacenamiento con Bombeo de Calor)

PHS: Pumped Hydro Storage (Almacenamiento con Bombo de Agua)

P2G: Power to Gas (Sistema de Almacenamiento de Energía transformándola a Gas)

SCCESS: SuperCapacitor Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía con SuperCondensadores)

SCR: Secondary Control Reserve (Reservas de Control Secundario)



SMES: *Superconducting Magnetic Energy Storage (Almacenamiento de Energía con superconductores Margéticos)*

SoC: *State of Charge (Estado de Carga)*

TCR: *Tertiary Control Reserve (Reservas de Control Terciario, también llamadas Reservas Minutarias)*

TES: *Thermal Energy Storage (Sistema de Almacenamiento Térmico)*

TSO: *Transmission System Operators (Operadores del Sistema de Transmisión)*

UCTE: *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity (Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad).*





Índice

RESUMEN	I
RESUM	II
ABSTRACT	III
AGRADECIMIENTOS	V
GLOSARIO	VII
1. PREFACIO	1
2. INTRODUCCIÓN	3
2.1. Motivación	3
2.2. Objetivos	3
2.3. Alcance	4
3. TECNOLOGÍAS Y APLICACIONES DE LOS ESS	5
3.1. Tecnologías y funcionamiento de los ESS.....	5
3.1.1. Larga duración y mucha capacidad.....	6
3.1.2. Poca duración y poca capacidad	21
3.2. Usos y aplicaciones de los ESS	33
3.2.1. Aplicaciones de corta duración	34
3.2.2. Aplicaciones de media y larga duración.....	37
3.3. Regulación de frecuencia.....	41
3.3.1. Control primario	42
3.3.2. Control Secundario	43
3.3.3. Control Terciario.....	44
3.3.4. Control de Tiempo.....	44
4. CONEXIÓN DEL BESS A LA RED ELÉCTRICA	46
4.1. Storage Side Converter (SSC)	46
4.2. Grid Side Converter (GSC).....	48
5. MERCADO ENERGÉTICO ALEMÁN	53
5.1. Mercado de Reservas de Control	53
5.1.1. Mercado de PCR	53
5.1.2. Mercado d SCR	54
5.1.3. Mercado de TCR o MR (<i>minute reserve</i>).....	54

5.2.	Mercados diario e intradiario (<i>The Spot Market</i>)	55
5.2.1.	Mercado diario (Day-Ahead Market) en las TSOs de Alemania/Austria.....	55
5.2.2.	Mercado intradiario	56
6.	MODELOS DE NEGOCIO	57
7.	MODELO ECONÓMICO DE ANÁLISIS DE LOS ESS	60
7.1.	Costes de Capital.....	60
7.1.1.	Costes del Sistema de Almacenamiento	61
7.1.2.	Costes del Sistema de Conversión de Potencia.....	61
7.1.3.	Costes del Balance de la Planta	62
7.1.4.	Costes de Capital Anualizados	62
7.2.	Costes de Operación y Mantenimiento	63
7.2.1.	Costes fijos	63
7.2.2.	Costes variables.....	64
7.3.	Costes de Recambio.....	65
7.4.	Costes de Fin de Vida.....	66
7.5.	Resumen de datos	67
8.	ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE UN ESS PARA PCR	71
8.1.	Análisis de Sensibilidad	76
9.	ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL	84
	CONCLUSIONES	89
	ANÁLISIS ECONÓMICO	91
	REFERENCIAS	99
	ANEXOS	107

1. Prefacio

El cambio climático está teniendo efectos por todo el globo. Posiblemente la consecuencia más directa es el aumento de temperaturas que se aprecia y los mayores nos repiten: *“ya no hace el frío de antes”*. Pero de ésta se derivan otras: deshielo, subida del nivel y de la temperatura del mar, migración de especies hacia otras zonas dónde se den las condiciones para su subsistencia con la consiguiente competencia por el territorio, extinción de especies, etc. Esto es resultado del efecto invernadero acrecentado por las emisiones de gases producto de la combustión en motores y centrales térmicas.

Desde hace ya unos años se está desarrollando una transición energética promovida, entre otros muchos puntos, por la implantación de centrales de generación renovable. La introducción progresiva de fuentes renovables conlleva nuevos retos que con la generación convencional han estado solucionados como es el balance entre generación y demanda. La impredecibilidad e irregularidad de los factores naturales como el viento y el sol hacen necesario el desarrollo de sistemas de almacenamiento energético para asegurar el suministro y la calidad de la red y el sistema eléctrico. A la par que la introducción de sistemas de almacenamiento se está implementando un mercado europeo dónde éstos puedan participar y obtener unos beneficios económicos.

2. Introducción

Este capítulo incluye la motivación de la realización de este Trabajo Final de Grado seguida de la descripción de los objetivos planteados y el alcance de los mismos.

2.1. Motivación

El uso creciente de sistemas de almacenamiento con baterías debido al auge de las energías renovables conlleva la creación de un mercado de participación para proveedores de dicho almacenamiento y clientes. En España este mercado no está desarrollado, sin embargo, otros países de Europa sí lo está. El presente trabajo estudia la participación de sistemas de almacenamiento en el mercado energético alemán ya que hay diversos casos que sirven de ejemplo para el estudio que se realiza aquí.

2.2. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es encontrar la viabilidad mediante el VAN (Valor Actualizado Neto) de los sistemas de almacenamiento de energía basados en diferentes tecnologías de baterías y participando del mercado de reservas de control primario alemán.

Para ello se marcan una serie de objetivos secundarios que permitirán introducir al lector en el ámbito del almacenamiento de energía. Primeramente, se realiza una descripción del funcionamiento de las diferentes tecnologías de almacenamiento y los usos para los que se aplican. Después se abarca en mayor profundidad cómo es la regulación de frecuencia de la red y los controles de que dispone. A continuación, se pasa a explicar cómo es la conexión del sistema de almacenamiento a la red eléctrica. Seguidamente, se trata las dos ramas del mercado alemán: el *Spot Market* (mercados diario e intradiario) y el mercado de reservas de control. Se presentan los modelos de negocio y el modelo económico utilizado, con estructuras similares a las presentadas en las referencias [12] y [82], respectivamente. El análisis de viabilidad será llevado a cabo para las siguientes tecnologías: Baterías de plomo-ácido, de litio (LiFePO₄, NMC y LTO), de sulfuro de sodio, de níquel-cadmio y baterías de flujo (VRFB y ZBB). Se realizarán dos análisis de viabilidad, uno tendrá en cuenta el precio/kWh promedio de cada tecnología y el otro, el precio/kWh del modelo más barato encontrado para cada tecnología. El análisis de sensibilidad permitirá encontrar la viabilidad modificando cuatro parámetros: la tasa de interés, los ingresos, los costes de capacidad y el tiempo de vida de cada tecnología. Finalmente, se realizará un breve análisis del impacto ambiental de la implementación de sistemas de almacenamiento mediante baterías.

2.3. Alcance

En el trabajo se realiza el estudio de viabilidad sin entrar en los detalles de funcionamiento del mercado para los diferentes tipos de instalaciones debidos al tamaño, conexión o propiedad de las mismas.

3. Tecnologías y aplicaciones de los ESS

Este capítulo se encuentra dividido en tres partes diferenciadas. Primeramente, se detalla el funcionamiento de diferentes tecnologías usadas como almacenamiento. Luego se sigue con las diferentes aplicaciones de que tiene el almacenamiento de energía actualmente para acabar con una última parte focalizada en la regulación de frecuencia.

3.1. Tecnologías y funcionamiento de los ESS

La principal división de las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía se hace en tres grupos [82]: un primer grupo que incluye aquellos sistemas que permiten el subministro de energía por largos periodos de tiempo (desde horas a días) y que, por tanto, acumulan mucha energía; un segundo, que permite subministro de energía por periodos de tiempo medios (entre minutos y horas); y un tercer grupo que permite un subministro de energía instantáneo y breve (entre segundos y minutos).

A continuación, se muestra una imagen donde se puede apreciar la potencia y duración de una tecnología de almacenamiento según su utilidad o servicios que ofrece el ESS [81].

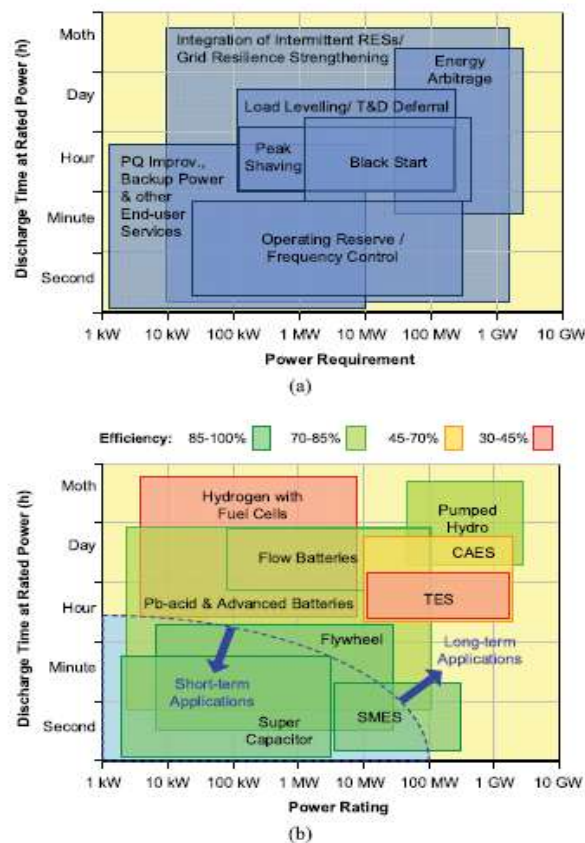


Ilustración 1. A) Comparación de los diferentes usos en la red de los ESS según su tiempo de descarga y la potencia requerida. B) Comparación de las diferentes tecnologías utilizadas según su tiempo de descarga y potencia. (Fuente: [81])

3.1.1. Larga duración y mucha capacidad

Los principales sistemas de almacenamiento de energía que requieren almacenar mucha energía para suministrarla durante periodos largos de tiempo son utilizados para retrasar la salida de la generación renovable. Con ello se pretende aprovechar energías renovables mediante el almacenamiento en momentos en que hay generación pero no consumo y la posterior inyección de esta energía a la red en momentos en que es más necesaria. Las tecnologías más comunes para estos casos son el almacenamiento mediante bombeo de agua y mediante aire comprimido.

3.1.1.1. Bombeo de agua, PHS

Esta tecnología es la más madura ya que se empezó a desarrollar con fines eléctricos en 1890 en Suiza, Austria e Italia [81]. El almacenamiento mediante bombeo de agua (PHS a partir de ahora, del inglés *Pumped Hydro Storage*) utiliza energía de origen renovable en momentos en los que hay mucha producción pero no demanda (por ejemplo, de noche y en periodos invernales hay producción eólica e hidroeléctrica) para bombear agua hacia una reserva o presa situada en un emplazamiento superior. El agua se mantiene almacenada hasta que es necesario su uso para el suministro eléctrico, en ese

momento se hace bajar el agua de la presa a la turbina generadora mediante una cañería. La energía almacenada depende del volumen de agua almacenado y de la altura del salto de agua, la potencia, sin embargo, depende del caudal y presión del flujo de agua [83] de manera que:

$$E_{PHS} = \rho \cdot g \cdot H \cdot V \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

- E_{PHS} : Energía almacenada [J].
- ρ : Densidad del agua (1000 kg/m^3).
- g : Aceleración gravitatoria ($9,8 \text{ m/s}^2$).
- H : Altura del salto de agua [m].
- V : Volumen de agua almacenado (m^3).

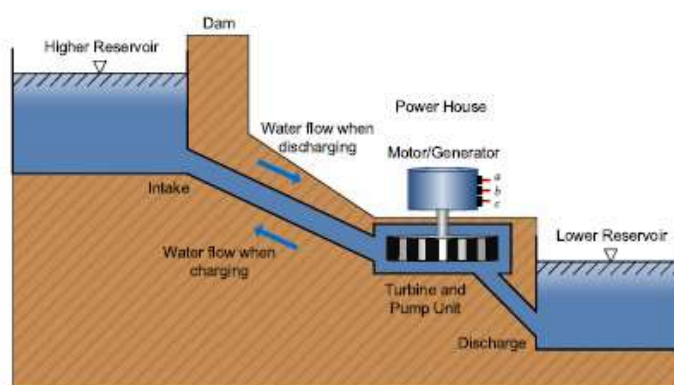


Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de un sistema de almacenamiento mediante bombeo de agua (PHS). (Fuente: [81])

Debido a la bomba y la turbina la eficiencia de estos sistemas de almacenamiento tiene un rendimiento comprendido entre el 70 y 85% tiene un periodo de vida medio de unos 40 años de media y actualmente existen instalaciones entre 1 MW y 3000 MW según referencia [83]. Como contrapartida cabe decir que empieza a haber una falta de sitios donde construir estas reservas, el tiempo de construcción llega a los 10 años y conllevan un coste capital muy elevado (entre cientos y miles de millones de dólares), [81].

En el año 2016 se instalaron 6,4 GW de almacenamiento PHS a nivel mundial, llegando así a los 150 GW existentes actualmente [84].

3.1.1.2. Aire comprimido, CAES

Este tipo de tecnología de aire comprimido (del inglés, *Compressed Air Energy Storage*) tiene funciones similares a la PHS, permite almacenar grandes cantidades de energía en aquellos momentos en que hay generación y no consumo. Para ello se utiliza energía para hacer funcionar un compresor que

comprime aire hasta presiones superiores a 70 bar y temperaturas ligeramente superiores a la ambiental, unos 45° [85]. Se empieza así el llamado ciclo de Brayton o ciclo de gas, donde este aire comprimido en forma de energía potencial elástica es calentado, en una cámara de combustión, aumentando así su entalpía para posteriormente hacer un turbinado que genere electricidad. Los pasos de un ciclo de Bryton abierto (sin recuperación de calor) son:

1. Entrada al compresor.
2. Salida del compresor/Entrada a cámara de combustión.
3. Salida de cámara de combustión/Entrada a la turbina.
4. Salida de la turbina.

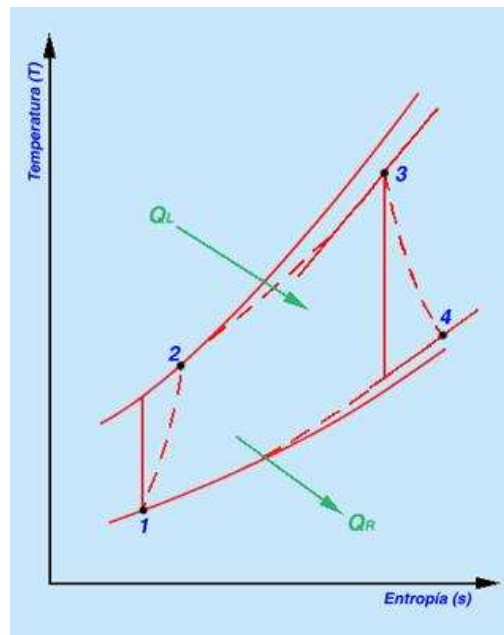


Ilustración 3. Diagrama T-s del ciclo de Brayton. (Fuente: [77]).

El rendimiento del ciclo de Bryton es de un 35% aproximadamente, pues de toda la energía proporcionada en la cámara de combustión solamente 1/3 será transformada en energía eléctrica, el resto (2/3) se utiliza para el funcionamiento del compresor. Sin embargo, se eleva el rendimiento a valores que rondan el 50% mediante el uso de intercambiadores de calor que precalientan el aire antes de que éste entre en la cámara de combustión mediante la utilización del calor residual de aire que sale de la turbina [81], de esta manera se necesita menos combustible para calentar el aire comprimido y generar la misma cantidad de energía eléctrica aumentando así el rendimiento de la planta.

El aire comprimido suele ser almacenado bajo tierra aprovechando algún depósito natural que ya haya sido explotado como las minas de sal de las dos primeras plantas. La primera es la central de Huntorf se construyó en 1978 en Alemania y tiene una capacidad de 290 MW y la segunda, la central de McIntosh en Alabama (USA) tiene una capacidad de 110 MW. Finalmente, en Larne, Reino Unido se puso en funcionamiento el 31 de diciembre de 2017 otra central CAES de 330 MW. Además, la misma

referencia [76] indica otra central operativa en Utha (USA) de 80 MW pero no indica fecha de inicio de servicio. Aun así, existen tanques de almacenamiento de aire comprimido sobre tierra.

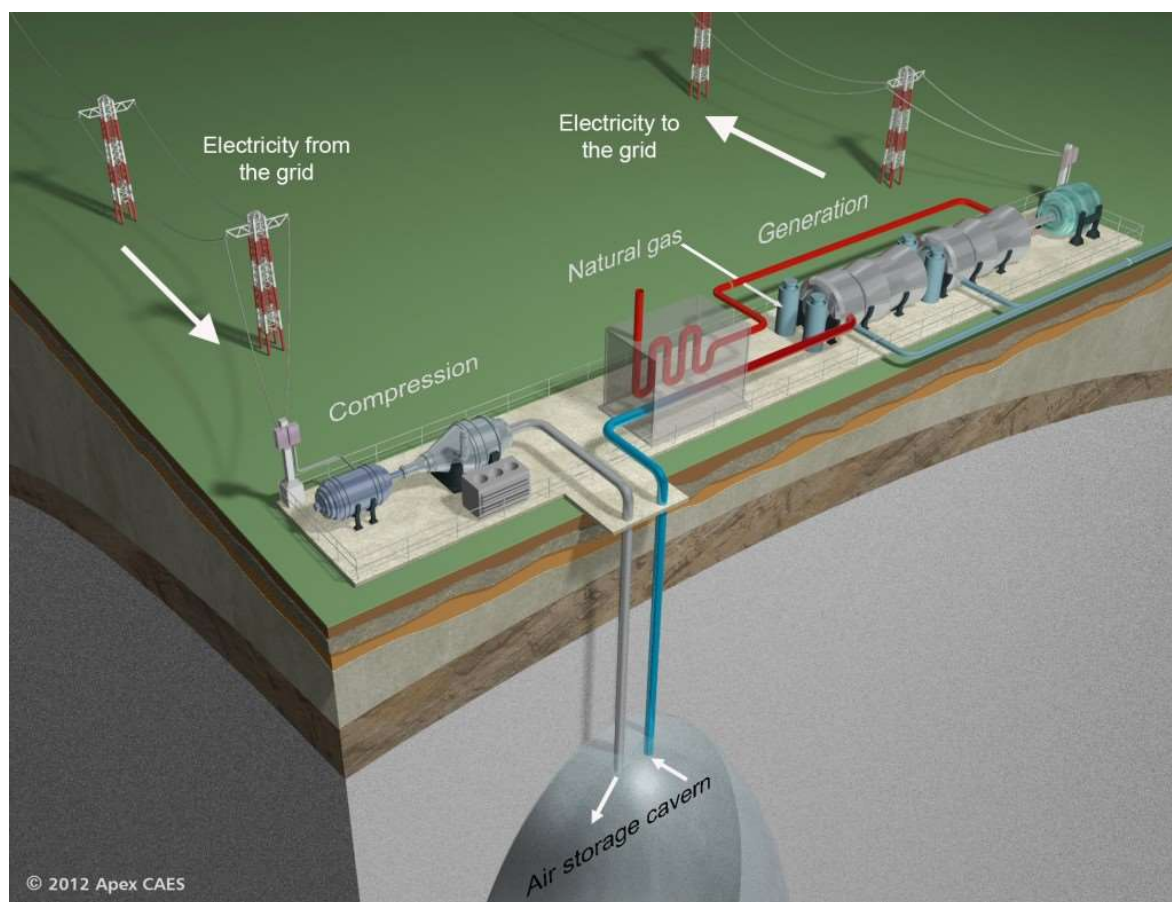


Ilustración 4. Planta CAES McIntosh. (Fuente: [78]).

Para acabar, se está desarrollando una nueva tecnología llamada AA-CAES (CAES adiabático avanzado, del inglés *Advanced Adiabatic*) que aumenta hasta un 70%, aproximadamente, el rendimiento de la planta. Este tipo de plantas no incluyen cámara de combustión y, por tanto, no emiten CO₂. Durante la compresión del aire éste se enfría mediante unos enfriadores para conseguir la temperatura deseada en el depósito (unos 50°C). Las plantas AA-CAES utilizan unidades térmicas donde se almacena el calor extraído del aire y esta energía térmica es posteriormente utilizada para volver a calentar el aire antes de ser turbinado, por tanto, no hay cámara de combustión sino intercambiadores de calor [75].

Los sistemas incluidos en este grupo deben ser capaces de inyectar o absorber energía de la red durante al menos 1 hora. Este tipo de ESS se utiliza como ayuda a las renovables a alcanzar sus objetivos de potencia y energía (ya que recursos como el viento y sol son variables) y también como ayuda al operador de red para asegurar un balance entre generación y demanda, entre otros [82]. Las tecnologías más utilizadas para estas aplicaciones son las baterías (BSS del inglés *Battery Storage System*), las baterías de flujo y las tecnologías basadas en el hidrógeno.

3.1.1.3. Funcionamiento de las baterías

El principio de funcionamiento de las baterías es el mismo para todos los tipos, aunque con diferentes matices entre unas y otras. Se basa en una reacción redox (reducción-oxidación) mediante la cual se oxida una sustancia que pierde electrones y se reduce otra que los gana, el paso de los electrones de la primera a la segunda sustancia es la corriente eléctrica y se produce debido a una diferencia de potencial entre ambas sustancias. Las partes que componen una batería son:

- Los electrodos: Es donde se producen las semi-reacciones. Durante la descarga el cátodo (electrodo positivo) recoge los electrones y, por tanto, una de las sustancias activas se reduce. El ánodo (electrodo negativo) proporciona los electrones y es donde se oxida la otra de las sustancias activas. Durante la carga pasa el proceso al revés, en el cátodo se produce la oxidación y en el ánodo, la reducción.
- Dos pares de sustancias electroquímicamente activas: Son las sustancias que se oxidan o reducen debido a su potencial de reducción estándar (E° , estándar indica 1 atm de presión y concentración 1M), cuanto mayor sea E° más tendencia a reducirse tiene la sustancia, cuanto menor, más tendencia a oxidarse [73].
- El electrolito: Permite el equilibrio de carga entre ambas semi-reacciones. Las sustancias activas al oxidarse o reducirse a parte de liberar o recibir electrones generan iones (cationes y aniones) que son transportados por el electrolito permitiendo así el equilibrio de carga.
- El separador: Evita el contacto entre las sustancias activas de la región de cátodo y ánodo y un posible cortocircuito dada la diferencia de potencial entre éstas.
- El contenedor: Recoge las todas las células que forman la batería.

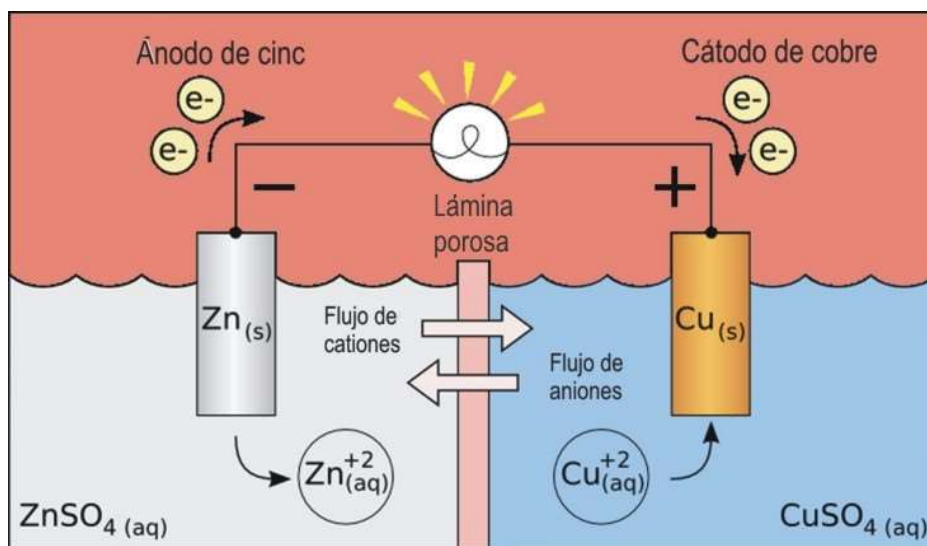


Ilustración 5. Esquema de funcionamiento de una batería. (Fuente: [72]).

La tensión en circuito abierto de una batería se da cuando la batería está máximo estado de carga (a partir de ahora SoC, del inglés *State of Charge*) y se recomienda tomarlo mediante un voltímetro unas pocas horas después de haber cargado la batería para permitir que ésta se relaje después de la carga y recupere sus condiciones de equilibrio. Además, hay que tener en cuenta también que hay una caída de tensión debido a la resistencia interna de la propia celda y la corriente que se genera cuando se conecta una carga. Todo esto hace que la tensión entre los electrolitos de la batería vaya disminuyendo hasta la tensión de corte (en inglés, *cutoff voltage*) a partir de la cual la tensión cae drásticamente limitando así la vida útil de la batería. Se conoce como tensión nominal de celda al valor medio entre la tensión máxima y la de corte.

Además, la presión y temperatura afectan a las reacciones que se producen en las celdas y, por tanto, al voltaje. La corriente de descarga también afecta a la evolución de la tensión de la celda, cuanto mayor es la corriente de descarga antes se produce la tensión de corte. Existen perfiles de evolución de la tensión para diferentes corrientes de descarga como el que se muestra a continuación:

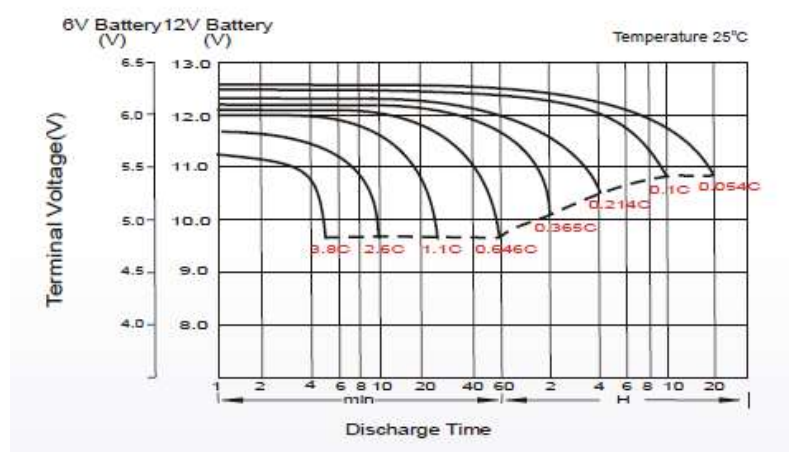


Ilustración 6. Perfiles de tensión de la batería en función del tiempo y la corriente de descarga para una batería UC 230-12. (Fuente: Datasheet de la batería UC 230-12.)

Hay que tener en cuenta también que cuanto mayor es la corriente de descarga menor es la capacidad energética de la celda, es decir, la energía útil almacenada en Amperios-hora (Ah). Por ejemplo, si se descarga una batería de 50 Ah a 10 A el tiempo que tardará en descargarse será de 5 horas, la nomenclatura a seguir es 50 Ah y C/5. En cambio, si la misma batería de 50 Ah se descarga a 100 A el tiempo que durará será de ½ horas, la nomenclatura en este caso es 50 Ah y 2C.

Mientras que el SoC indica la ratio entre la capacidad energética total de la celda y la que tiene en cada momento, la eficiencia de los procesos de carga y descarga relaciona la tensión termodinámica de ésta (la máxima teórica) con la de cada momento entre terminales. Los procesos de carga y descarga no son ideales debido a caídas de tensión y aumentos de temperatura. Así pues, se puede entender que con el aumento del SoC aumente la eficiencia de descarga y disminuya la eficiencia de carga. El BMS o

Sistema de Gestión de Baterías (del inglés, *Battery Management System*) se encarga de maximizar la eficiencia total de los ciclos de carga y descarga.

$$\mu_c = \frac{V}{V_{th}} \quad (\text{Ec. 2})$$

$$\mu_d = \frac{V_{th}}{V} \quad (\text{Ec. 3})$$

$$SoC = \frac{C}{C_r} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

- V: Voltaje entre terminales (electrodos) de la celda [V].
- V_{th} : Voltaje termodinámico [V].
- μ_c : Eficiencia del proceso de carga [pu].
- μ_d : Eficiencia del proceso de descarga [pu].
- SoC: Estado de carga [pu].
- C: Capacidad instantánea [Ah].
- C_r : Capacidad máxima [Ah].

Otras variables interesantes a tener en cuenta en cuanto a baterías son la capacidad energética y la potencia específicas. Estas relacionan la energía y potencia que proporciona la batería con el peso de los reactantes, sin tener en cuenta otras partes que componen la estructura de la batería como el cableado o contenedor [82].

$$E_{sp} = \frac{n \cdot F \cdot V_{th}}{3.6 \cdot \sum M_i} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$P_{sp} = \frac{V_0}{4 \cdot (R_c + P_{int})} \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde:

- E_{sp} : Capacidad energética específica [Wh/kg].
- n: Número de electrones que se transfieren en la reacción.
- F: Constante de Faraday (96.485,34 C/mol).
- V_{th} : Tensión teórica termodinámica de la reacción.
- M_i : Peso molecular de cada reactante [kg/mol].
- P_{sp} : Potencia específica [W/kg].
- V_0 : Tensión de circuito abierto [V].
- R_c : Resistencia óhmica de los conductores [Ω].

- R_{int} : Resistencia interna de la celda [Ω].

La resistencia interna de una celda de batería, también llamada sobretensión porque produce una caída de tensión, es un valor variable con el tiempo debido a los efectos de la edad. De acuerdo con la referencia [70], la disminución de potencia suministrada por la batería (concretamente las de Ion-Litio) se ve disminuida por la formación de una capa de óxido y descomposición sobre la superficie de los electrodos que se va acumulando con los ciclos de trabajo de la batería. Esta capa que se forma disminuye el contacto con las sustancias activas y aumenta, por tanto, la resistencia interna de la celda. El aumento de la temperatura de trabajo y del SoC propician el aumento de la resistencia interna.

3.1.1.4. Baterías de Plomo-Ácido (Pb-Acid)

Las baterías de plomo-ácido son las más antiguas y también las más estudiadas pues se llevan desarrollando desde mediados del siglo XIX. Están formadas por una serie de placas en paralelo y polarizadas alternativamente de manera que las placas cátodo y ánodo están juntas inmersas en un electrolito de ácido sulfúrico (H_2SO_4). Las placas cátodo están cubiertas por dióxido de plomo (PbO_2) y las placas ánodo, por plomo poroso (Pb).

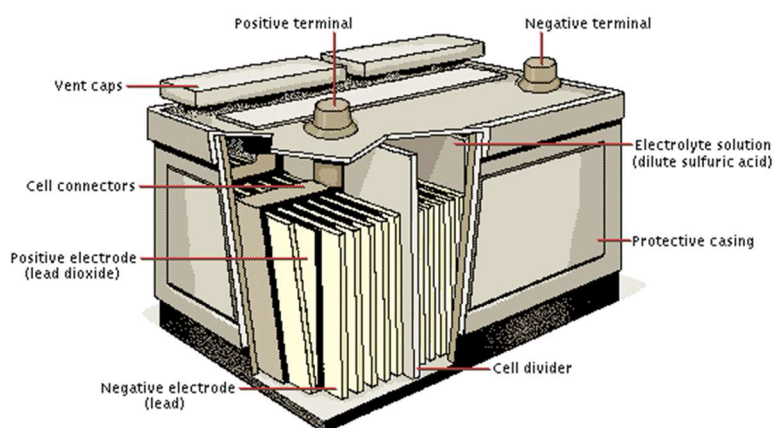
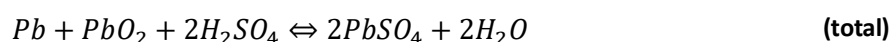
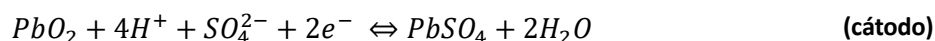


Ilustración 7. Estructura de una batería de Pb-Ácido. (Fuente: [60]).

Las reacciones que tienen lugar son las que siguen con un potencial o voltaje entre electrodos de 2,04V:



De esta manera durante la descarga el ánodo de Pb reacciona con el electrolito liberando 2 electrones que, mediante un circuito externo, llegan al cátodo. En el cátodo reaccionan con el PbO_2 y el electrolito formando PbSO_4 y agua. Esto es importante ya que, durante la descarga, se consume el electrolito de ácido sulfúrico y se genera agua, por tanto, varía la densidad de la batería y esto se utiliza para encontrar el SoC de la misma [82].

Dependiendo de la profundidad de descarga DoD los ciclos de vida de estas baterías oscilan entre 200 y 1800 ciclos de trabajo (con una DoD del 30% se producen unos 1500 ciclos) y se utilizan para aplicaciones estacionaria y móviles.

Este tipo de baterías presentan dos inconvenientes importantes. Por un lado, si se producen descargas profundas o no se carga completamente periódicamente (hay autodescarga) se puede producir un proceso llamado sulfatación. Cuando hay sulfatación se producen grandes cristales de PbSO_4 que no pueden reaccionar en los electrodos durante la carga y por tanto disminuye la capacidad de la batería. Por otro lado, si se carga la batería con una tensión superior a la recomendada se puede producir hidrógeno gas (H_2 (g)) que conlleva un gran riesgo de inflamabilidad de la batería [82].

Existen diferentes tipos de baterías de Pb-ácido, las baterías estándar/selladas, las de gel y las de VRLA [62].

Baterías estándar/selladas:

Las baterías estándar y selladas tienen el electrolito líquido, si son estándar tienen unas tapas que se pueden quitar para rellenar el electrolito (ya que se evapora en forma de H_2) y si son selladas tienen unos agujeros para que se escape el H_2 .

Baterías de gel:

Las baterías de gel tienen el electrolito gelificado mediante sílice con lo cual no se pierde ácido, aunque ésta esté del revés. Sin embargo, deben de ser cargadas lentamente a bajas tensiones y corrientes para evitar la formación de burbujas dentro del electrolito gelificado.

Baterías VRLA:

Las baterías VRLA (del inglés, *Valve Regulated Lead Acid*) tienen una válvula reguladora que mantiene una presión dentro de la batería mayor a la exterior. Además, el electrolito es sólido AGM (del inglés *Absorbed Glass Mat*) que es una fibra de vidrio absorbente donde está impregnada la solución de H_2SO_4 . Además, muchas de estas baterías son recombinantes y permiten recoger el hidrógeno y oxígenos producidos en la carga y volver a generar agua.

3.1.1.5. Baterías de Ion-Litio (Li-Ion)

Las baterías de Li-Ion se empezaron a desarrollar en 1912 pero hasta la década de 1970 no se empezaron a comercializar y no fue hasta 1991 que Sony comercializó su primera batería de Li-Ion [59]. Desde entonces este tipo de tecnología de baterías ha evolucionado mucho pero el principio de todas ellas es el mismo. Están formadas por un ánodo de carbón poroso donde aparecen algunos átomos de litio (Li), el cátodo es de un óxido de metal y litio (las primeras consistían de litio y cobalto, LiCoO_2), el electrolito es de sales de litio disueltas (como LiClO_4 o LiPF_6) y el separador poroso suele ser de polietileno o polipropileno [82]. Las reacciones que ocurren son las siguientes:

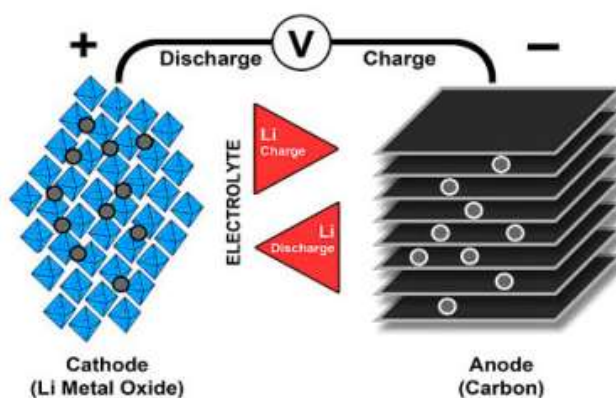


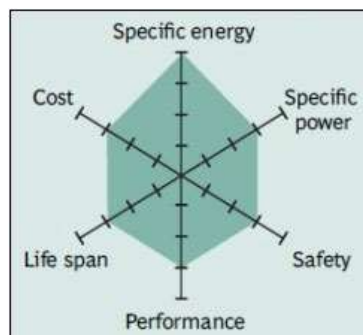
Ilustración 8. Flujo de iones Li en una batería de Li-Ion. (Fuente: [59]).

Durante la descarga los átomos de Li que se encuentran dispersos en el ánodo de carbono poroso pierden un electrón que circula por el circuito externo hacia el cátodo quedando el ion de litio positivo que circula hacia el cátodo por el electrolito. Actualmente se dispone de diferentes tecnologías para la batería de Li-Ion, las más conocidas según [80] son las NCM, las LiFePO_4 y las LTO.

3.1.1.5.1 Baterías NCM

Las baterías de Óxido de Litio Níquel Cobalto Manganeseo (LiNiMnCoO_2 ó NCM) se están utilizando para aplicaciones de sistemas de energía en la red eléctrica debido a su elevada potencia y capacidad. El níquel es un elemento de alta energía específica pero poca estabilidad, el manganeso, en cambio, tiene poca energía específica pero debido a su estructura cristalina también presenta poca resistencia interna. La combinación de ambos más cobalto en el cátodo proporciona 3,6V de potencial entre

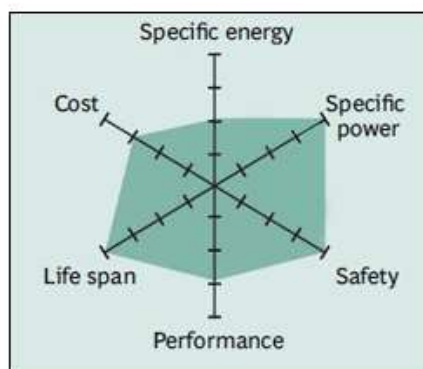
electrodos. Existen varias combinaciones de estos elementos, si todos ellos aparecen con la misma presencia se conoce como 1-1-1 ó NMC, si aparecen 5 partes de níquel, 3 de cobalto y 2 de manganeso se conoce como 5-3-2 ó NCM, entre otras.



Il·lustració 9. Generalidades de la batería NMC. (Fuente: [59]).

3.1.1.5.2 Baterías LiFePO₄

Las baterías de Fosfato de Hierro Litio (LiFePO₄) contienen esta sustancia en el cátodo proporcionando una tensión de 3,6V entre terminales. Se utilizan para aplicaciones tanto estáticas como portables y proporcionan una tensión de descarga bastante continua. Sin embargo, aun siendo una de las tecnologías más seguras y proporcionar descargas completas de hasta el 100% del DoD, tienen una mayor autodescarga y poca capacidad en comparación con otras tecnologías de litio [59], [80].



Il·lustració 10. Generalidades de la batería LiFePO₄. (Fuente: [59]).

3.1.1.5.3 Baterías LTO

Las baterías de Titanato de Litio (Li₄Ti₅O₁₂ ó LTO) contienen esta sustancia en el ánodo (en lugar del grafito que es más común) mientras que el cátodo puede ser de NMC o óxido de manganeso litio (LiMn₂O₄). La tensión entre electrodos es de 2,4V. Proporcionan una carga mucho más rápida que otras tecnologías de litio (hasta 5C), tiene una densidad de potencia elevada y tiene más ciclos de vida que otras, sin embargo, tiene menor densidad energética y costes elevados [80].

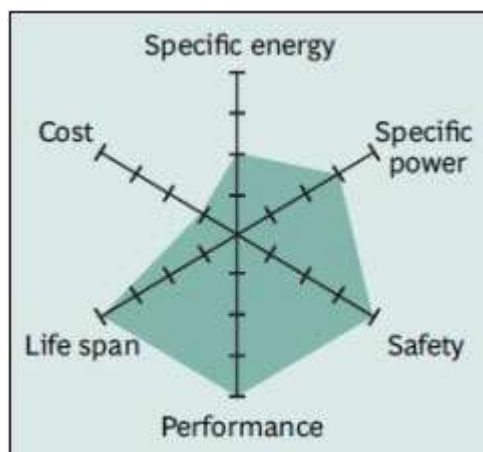


Ilustración 11. Generalidades de la batería LTO. (Fuente: [59]).

3.1.1.6. Baterías de sulfuro de sodio (NaS)

Las baterías de sulfuro de sodio (NaS) se empezaron a desarrollar hace relativamente poco, en la década de 1960 por la empresa Ford Motor Company. También son conocidas como baterías térmicas o de sales disueltas ya que operan a elevadas temperaturas que rondan los 350°C y por ello el electrolito y los electrodos se encuentran en estado líquido, a temperatura ambiente estas sustancias son sólidas [85]. El ánodo es sodio (Na) líquido, el cátodo es azufre (S) líquido envuelto en una fibra de carbono y el electrolito es beta alúmina cerámica. La estructura física es diferente a la de otras celdas de baterías como se muestra en la ilustración:

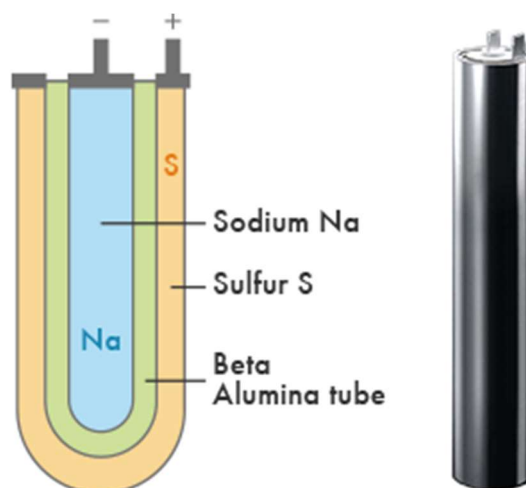
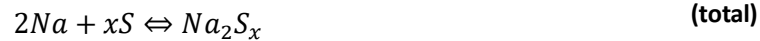


Ilustración 12. Celda de NaS. (Fuente: [57]).

Las reacciones que tienen lugar durante la descarga son:





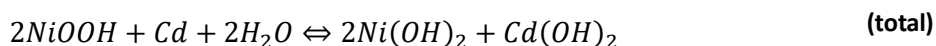
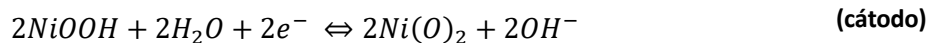
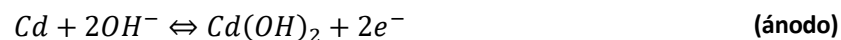
Cada celda proporciona 2,075V a 350°C y al ser una reacción exotérmica no necesita mucha energía exterior para mantener esta temperatura con lo que la eficiencia ronda el 85% [82].

Las aplicaciones de este tipo de baterías son estáticas, como apoyo para la red. Actualmente hay 270 MW instalados en el mundo con una duración de descarga de 6 horas. La mayor instalación de NaS se encuentra en Japón y es de 34 MW/ 245 MWh [85].

3.1.1.7. Baterías de Níquel-Cadmio (Ni-Cd)

Las baterías de Ni-Cd tienen cadmio en el ánodo y níquel en el cátodo y cada celda proporciona una tensión de 1,2V. El electrolito utilizado es hidróxido de potasio acuoso (KOH(aq)) que no toma parte en la reacción química por tanto su presencia en la celda no varía. Esto es importante porque al no reaccionar, la densidad del electrolito se mantiene y, por tanto, no se puede usar para determinar el SoC de la batería. También destacar que esta tecnología permite llegar a una DoD de aproximadamente el 100% permitiendo 4500 ciclos [51].

Las reacciones que tienen lugar durante la descarga son:



Este tipo de tecnología se utiliza tanto para aplicaciones portátiles, para las que se utilizan baterías selladas, y para aplicaciones estacionarias o industriales, donde la batería no está sellada. Cabe destacar que este tipo de baterías requieren poco mantenimiento pero que, de recargarse repetidas veces sin haber sido completamente descargada previamente podrían sufrir una ligera caída de tensión entre sus bornes [82].

3.1.1.8. Baterías de flujo

Las baterías de flujo se caracterizan porque el electrolito líquido se encuentra en dos circuitos separados e independientes, donde están disueltas las sustancias activas que reaccionan durante la carga o descarga. Este electrolito líquido queda almacenado en dos tanques y es bombeado hacia el electrodo donde se produce la reacción electroquímica en el momento que se necesita. Una

membrana semipermeable permite el intercambio de iones para mantener la carga entre las dos semiceldas.

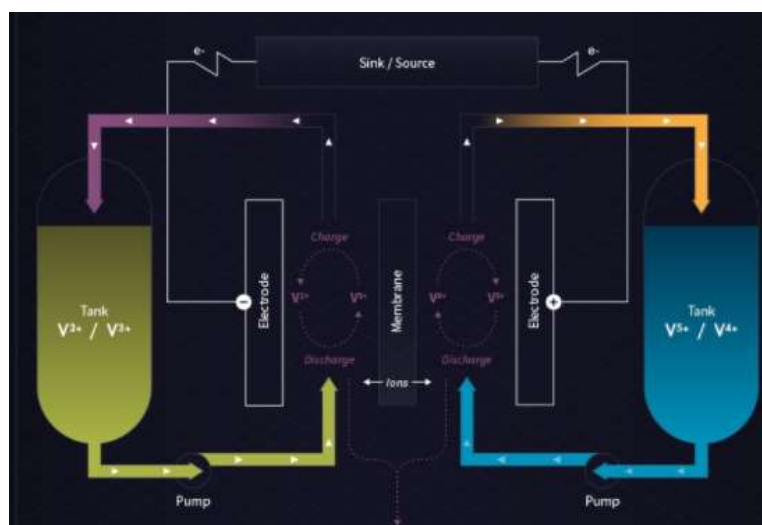


Ilustración 13. Esquema de funcionamiento de una Batería de Flujo de Vanadio Redox (VRFB). (Fuente: [50]).

Como ventaja de esta tecnología se destaca que la potencia suministrada por el sistema ESS no depende de la capacidad del mismo ya que esta última depende solamente del volumen de electrolito que siempre se puede aumentar construyendo más tanques y añadiendo más electrolito. Doblar la capacidad del sistema ESS representaría el 50% del coste de la construcción de un nuevo sistema ya que el resto de la instalación (bombas, tuberías, electrodos, etc.) ya están contruidos [59].

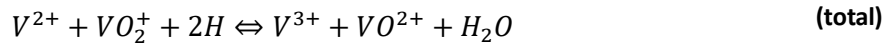
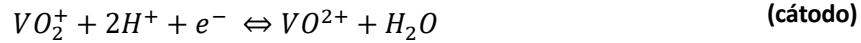
Esta tecnología se utiliza para aplicaciones estáticas de almacenaje de grandes cantidades de energía. Existen diferentes tipos de baterías de flujo, a continuación, se presentan las de Vanadio Redox y las de Zinc-Bromo.

3.1.1.8.1 Baterías de Flujo de Vanadio Redox (VRFB)

Las baterías VRFB (del inglés, *Vanadium Redox Flow Battery*) constan de una disolución acuosa de ácido sulfúrico (H_2SO_4) dónde se encuentran disueltas sales de vanadio (V) como electrolito. Los electrodos están formados de grafito y la membrana es un polímero semipermeable que separa ambos electrodos. Este electrolito no forma parte de la reacción con lo que no se desgasta y es totalmente reutilizable, el V se oxida en el ánodo pasando de V^{2+} a V^{3+} mientras que se reduce en el cátodo pasando de un estado de oxidación V^{5+} a V^{4+} .

Las reacciones electroquímicas proporcionan una tensión entre bornes de 1,6 V y durante la descarga son las siguientes:





Una característica interesante de las VRFB es que pueden estar cargando y descargando al mismo tiempo [50]. Además de permitir una descarga del 100% sin dañarse y mantenerla descargada sin que se degrade [80]. Tiene una larga vida según [59], llegando a los 10000 ciclos y 20 años.

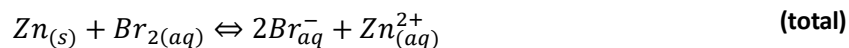
La mayor instalación de VRFB está en construcción en China y será de 200 MW [50].

3.1.1.8.2 Baterías de Flujo de Zinc-Bromo (ZBB)

Las ZBB (del inglés, *Zinc Bromine Battery*) son, dentro de las baterías de flujo, la que mayor densidad energética tienen, por ellos se utiliza para aplicaciones de la red eléctrica.

Los electrodos están formados de una mezcla de carbono y plástico y están separados por unas hojas de poliolefina (alquenos) y el electrolito en cada semicelda es diferente. En la semicelda del ánodo el electrolito es agua que contiene zinc (Zn), durante la carga el Zn se reduce incrustándose en el electrodo y durante la descarga éste vuelve a disolverse. En la semicelda del cátodo el electrodo es una solución orgánica de aminas que durante la carga de la batería permite que el bromo (Br) no precipite, sino que forme una solución espesa que se deposita en el fondo. Es importante remover esta solución para hacerla uniforme durante la descarga [85].

Las reacciones que se dan en cada semicelda durante la descarga proporcionan una tensión de 1,7 V:



Como las VRFB, las ZBB permiten la descarga total de su capacidad (100% DoD) sin degradarse. Al llegar al 0% del SoC la tensión cae a 0 y debe comenzar otra vez el ciclo de carga, sin embargo, este proceso de carga y descarga periódico es necesario para evitar que el Zn se incruste en el electrodo reduciendo su superficie, es por ello que las BMS de estas baterías provocan descargas completas si no se producen durante el uso de la misma como mantenimiento.

El rendimiento de esta tecnología está entre el 65% y el 75%, pudiendo llegar al 80% en algunos casos [48]. El número de ciclos de esta batería supera los 1000 ciclos y el recambio del electrodo suele ser a los 10 años con un coste del 50% del total de la instalación [47].

Características técnicas de diferentes tecnologías de baterías												
Tecnología	Referencia	MW instalados	Wh/kg	W/kg	n _d - Ciclos	Y - Años vida	μ - Eficiencia	θ - Autodescarga diaria	DoD	Carga	Descarga	V nominal (V)
Pb-Acid	[59]		30-50		1500			0.001	0.3	0.1C-0.05C (16h)		2
	Datasheets				2000		0.75	0.002	0.8 (max)			2.04
	[82]				500		0.5-0.92	0.00333				2.1
	Average		30-50	180	1500	±5	0.75					2
NCM	[59]		150-220		1000-2000					0.7C-1C (3h)(4.2V)	1C-2C	3.6-3.7
	Datasheets		147	>1000	4000				1			3.6
	[80]	77			3500	10	0.77-0.85		1	1C		
LiFePO4	[80]	142			2000	10	0.78-0.83		1	2C-1C		
	[59]		90-120		1000-2000					1C (3h)(3.65V)	1C-25C	3.2-3.3
	Datasheets				2500				0.8			
LTO	[80]	31			15000	10	0.77-0.83		1	3C-1C		
	[59]		50-80		3000-7000					1C-5C (2.85V)	10C	2.4
	[46]		80-100		10000							
	[44]		76		60000				1	Up to 5C	Up to 8C	2.2
NaS	[55]		150-760	200	4200	15	0.72-0.9		0.8			2
	[85]	270					0.9				6h	
	[80]	186			4500	15	0.77-0.83					
	[57]				4500	15			1			
	[82]				2500	7	0.82	0.00001	0.8			
VRFB	[59]		40		10000	20						1.15-1.55
	[50]				unlimited	20-25						
	[85]						0.6-0.8					1.4-1.6
	[82]											1.6
	[80]	66			5000	10	0.65-0.78		1	1C-0.25C		
ZBB	[49]				unlimited	20	0.7	0.02	1			
	[82]											1.7
	[85]						0.65-0.75					
	[80]	5			3000	10	0.65-0.80		1	1C-0.25C		
Ni-Cd	[47]				>1000	10	0.8		1			
	[59]		45-80		1000				1	>1C	>1C	1.2
	[51]				4500				1			
	[82]				3000		0.72	0.003	1 (max)			1.2
HESS	[82]		100-1000		20000		0.42	poca				1.227 (0.8 real)
	[30]						0.2-0.4					

Tabla 1. Comparativa de las características técnicas de las diferentes tecnologías de baterías. (Fuente: Según referencia).

3.1.2. Poca duración y poca capacidad

Estas tecnologías son caracterizadas principalmente por su tiempo bastante reducido de operación y su baja capacidad energética. Sin embargo, pueden entregar grandes cantidades de potencia durante su corta operación y tienen una respuesta muy rápida, lo que las hace idóneas para servicios de calidad de potencia en la red como suavizado de la salida de renovables, efecto flicker o respuesta inmediata en servicios UPS (sistemas de potencia ininterrumpida, del inglés, *Uninterrupted Power Systems*) [82]. Se catalogan dentro de este grupo los sistemas *flywheel* (FESS), los supercondensadores (SCESS) y los superconductores magnéticos (SMES).

3.1.2.1. Flywheel o volante de inercia (FESS)

Los *flywheels*, o volantes de inercia en su versión traducida al español, tiene su origen en las antiguas ruedas utilizadas por los alfareros en su oficio que aprovechan la fuerza del empuje ejercida por el trabajador para seguir rodando. Posteriormente, durante la revolución industrial, fueron utilizadas

para suavizar la rotación de los motores utilizados en las industrias, por tanto, la utilización de una rueda acoplada a un eje para almacenar energía cinética mediante inercia ha sido empleada por la humanidad desde hace bastante tiempo. Sin embargo, la utilización del *flywheel* para almacenar energía en sistemas FESS (del inglés, *Flywheel Energy Storage System*), es algo relativamente nuevo.

Un *flywheel* está formado por un disco o masa (el *flywheel* en sí mismo) dentro de una estructura (estator) donde se hace el vacío mediante aspersion, rodamientos magnéticos que mantienen la masa en suspensión, una máquina eléctrica funcionando como motor o generador y un sistema de convertidores de potencia. La máquina eléctrica está conectada a la red y el cilindro o masa está conectado al eje de la máquina [81]. Cuando funciona como motor se absorbe energía eléctrica de la red y el rotor acelera, de esta manera el *flywheel* se carga almacenando energía cinética. Cuando el rotor decelera se libera energía del *flywheel* a la máquina que pasa ahora a funcionar como generador entregando energía eléctrica a la red. La energía que almacena el *flywheel* en sí mismo se calcula de la siguiente manera:

$$E = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2 \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

- E: Energía almacenada en el *flywheel* [J].
- J: Momento de inercia del sistema (máquina y *flywheel*) [kg·m²].
- ω : velocidad angular del rotor del *flywheel* [rad/s²].

La capacidad de energía viene limitada por las velocidades de rotación mínima y máxima y la potencia, por la torque o momento de inercia.

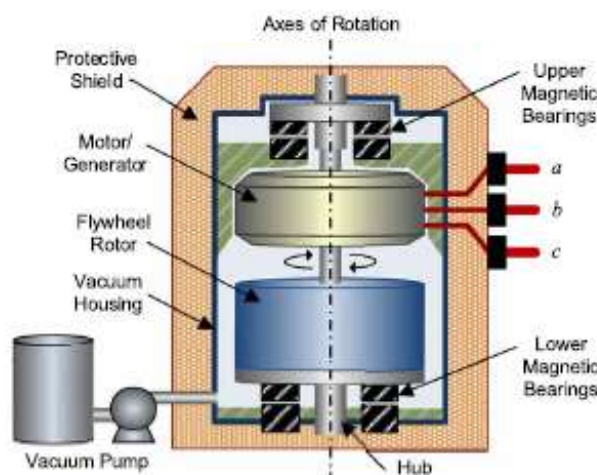


Ilustración 14. Partes de un *flywheel*. (Fuente: [81]).

Como se puede ver en la imagen del *flywheel*, éste se sustenta mediante rodamiento magnéticos y se encuentra situado en un vacío de entre 10^{-6} y 10^{-8} atmósferas ([81]) permitiendo minimizar las pérdidas por rozamiento en la base y en el aire, respectivamente, y alcanzando unos rendimientos superiores al 80% pudiendo llegar hasta el 90% según [85]. Como ventajas, esta tecnología tiene un mantenimiento e impacto ambiental bajo, permite un DoD del 100% y tiene una vida muy larga superando los 10^5 ciclos de carga y descarga, además su tiempo de respuesta es instantáneo. Como desventaja principal, el *flywheel* solamente permite almacenar energía unos pocos minutos ya que se autodescarga es elevada, aproximadamente un 20% de su capacidad cada hora.

En la literatura se encuentra una clasificación de los sistemas FESS en dos grupos según la velocidad de rotación del rotor. Por un lado, los FESS de baja velocidad o convencionales cuyos discos están hechos de acero y giran a velocidades de hasta 10.000 rpm, tienen una potencia y energía específica de 2000W/kg y 5Wh/kg, respectivamente y permiten muchos ciclos de carga/descarga con poco tiempo de almacenaje entre ellos. Los FESS de alta velocidad están hechos de fibra de carbono que les proporciona la solidez y resistencia para girar hasta 100.000 rpm lo que permite, a la vez, aumentar su densidad energética hasta 200 Wh/kg.

En cuanto a los usos, las aplicaciones más interesantes para un sistema FESS son aquéllas que permitan absorber o inyectar grandes cantidades de potencia en muy poco tiempo y es por ello que suelen ir acompañados de tecnologías que permiten más capacidad de almacenamiento pero que tardan más en responder. Por ejemplo, el *flywheel* se descarga antes de que entre en funcionamiento un sistema de baterías permitiendo que no se interrumpa el servicio del usuario (como potencia de apoyo de respuesta rápida). También se utilizan los FESS para capturar energía de fuentes intermitentes como pueden ser la solar o eólica suavizando así la salida a la red o como respuesta instantánea en la regulación de frecuencia de la misma.

En la actualidad hay más de 940 MW de almacenaje instalados en el mundo. La planta FESS más grande es el Joint European Torus (JET) Fusion FES de 400 MW y 30 s de descarga a esa potencia, situada en Culham, Oxfordshire, Reino Unido y construida en 2006. Seguidamente se encuentra la planta Max Plank Insitute ASDEX-Upgrade Pulsed Power Supply System de 387 MW y 12 s de descarga a esa potencia, situada en Garching bei München, Bavaria, Alemania y construida en 1981 [76].

En España concretamente, esta tecnología se encuentra instalada a menor escala en las Islas Canarias. En el año 2012 se instaló en Tías, Lanzarote una planta FESS de 1,6 MW de potencia y 27 s de descarga, llegando a proporcionar 1,65 MW en 12 s de descarga. Esta planta que ha costado 1,5 millones de euros a Red Eléctrica de España y se instaló para estabilizar la frecuencia y tensión y mejorar la integración de las renovables asegurando el suministro eléctrico [39]. Además, Endesa puso en marcha el proyecto STORE en las islas con la intención de demostrar la viabilidad técnica y financiera de sistemas de almacenamiento a gran escala para mejorar la operación de la red en las islas. El proyecto,

que costó 11 millones de euros consta de tres sistemas diferentes en tres islas diferentes, el *flywheel* está situado en la isla de La Gomera y tiene 0,5MW/18MWs. Además, el proyecto incluye un BSS de Ion-Litio de 1MW/3MWh en la isla de Gran Canaria y un sistema de ultracondensadores de 4MW/20MWs en la isla de La Palma [76], [38].

3.1.2.2. Supercondensadores (SCESS)

Los supercondensadores, también conocidos como ultracondensadores o condensadores de doble capa, se empezaron a usar a principios de la década de 1980 en EEUU para aplicaciones portátiles militares, aunque, previamente en el S.XIX Helmholtz ya estudió el comportamiento de unas placas sumergidas en electrolito y en 1957 General Electric sacó sus primeros prototipos. Esta tecnología almacena energía de manera electrostática mediante un campo eléctrico que se crea entre las cargas eléctricas en la superficie de un electrodo con el electrolito cuando se aplica un voltaje entre los electrodos.

Por la estructura que tienen se les conoce como condensador de doble capa ya que se asemeja a dos condensadores en serie. Se dispone de dos electrodos sumergidos en un electrolito y separados por una membrana permeable, similar a una batería pero no se da reacción química alguna. Durante la carga (mientras se aplica tensión) los iones del electrolito se separan de manera que los cationes van a ánodo y los aniones al cátodo. En la superficie de cada electrodo se forma esta doble capa por un lado de los iones de electrolito y, por el otro, de los iones del electrodo donde el cátodo es el electrodo positivo y el ánodo, el negativo. Durante la descarga circula corriente por el circuito exterior y los iones del electrolito vuelven a su posición original. Hay dos tipos de electrolito, el electrolito líquido, con el que se consigue una tensión de 1 V y el electrolito orgánico, con el que se consigue una tensión de 2,5 V. [82].

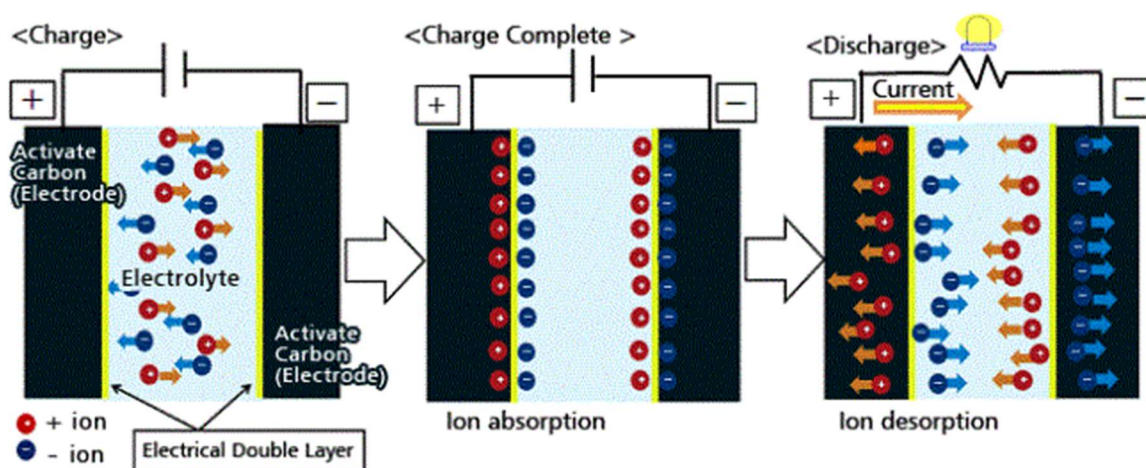


Ilustración 15. Proceso de carga y descarga de un supercondensador. (Fuente: [37]).

La energía almacenada en el supercondensador depende de la capacitancia y de la tensión aplicada y la capacitancia relaciona la carga eléctrica del electrodo con la tensión:

$$E = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V^2 \quad (\text{Ec. 8})$$

$$C = \frac{Q}{V} \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde:

- E: Energía almacenada en el supercondensador [J].
- C: Capacitancia [F].
- Q: Carga [C].
- V: Tensión [V].

Como en un condensador es importante no sobrepasar la tensión de rotura del dieléctrico, en este caso el electrolito, pues de ser así los iones de cada doble capa se mezclarían minimizando la carga y, por tanto, la capacitancia. La capacitancia, además, no solo depende del propio dieléctrico utilizado sino de la superficie de contacto y de las distancias entre la capa de iones positivos y negativos.

$$C = \varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot \frac{A}{d} \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde:

- C: Capacitancia [F].
- ε : Constante de permisividad del dieléctrico.
- ε_0 : Permisividad del vacío ($\approx 8,85 \cdot 10^{-12}$ F/m).
- A: Superficie de contacto [m²].
- d: Distancia entre la superficie del electrodo y el centro de la capa de iones [m].

La principal diferencia entre condensadores y supercondensadores reside en que los segundos tienen mucha más capacidad de almacenaje de energía debido a su mayor capacitancia (en condensadores es del orden de faradios y en supercondensadores del orden de kilofaradios). Esto es así porque los electrodos de los supercondensadores son de carbón activo poroso, lo que permite, por ser poroso, aumentar la superficie de contacto ya que los iones se pueden colar entre sus poros. Además, ya que el dieléctrico es el propio electrolito donde están los iones, la distancia entre ambas capas de la doble capa se reduce enormemente (del orden de nanómetros) de acuerdo con [81].

Existen dos tipos de supercondensadores según sean simétricos o asimétricos según [81], [82] y [85]. Los primeros tienen ambos electrodos del mismo material, carbón activo poroso, y con igual superficie, llegando a una capacidad energética específica de 6 Wh/kg y capaces de proporcionar mucha potencia.

Los asimétricos, sin embargo, tienen un electrodo de carbón activo poroso y otro de un óxido de metal y de mayor tamaño que permite más capacidad, de esta manera se aumenta la capacidad energética específica hasta los 20 Wh/kg aunque tiene una potencia un poco menor. La capacidad equivalente de los supercondensadores asimétricos tiene en cuenta las capacidades de ambas dobles capas como si fueran dos condensadores en serie:

$$C_{eq} = \frac{C_1 \cdot C_2}{C_1 + C_2} \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde:

- C_{eq} : Capacidad equivalente del supercondensador asimétrico [F].
- C_1 : Capacidad de una de las dobles capas [F].
- C_2 : Capacidad de otra de las dobles capas [F].

Dos de las características a destacar de los supercondensadores son la ESR (del inglés *Equivalent Series Resistance*) y la resistencia de fugas. La ESR es un valor de resistencia del orden de miliohmios que se debe a los choques que experimentan los iones del electrolito cuando se mueven, el aumento de temperatura hace aumentar la ESR. La corriente de fugas se utiliza para expresar la autodescarga del condensador y es importante destacarla porque sufren una autodescarga muy elevada pudiendo llegar a ser del 40% de la capacidad total diariamente.

Debido a que no hay reacciones entre moléculas (como sí pasa en las baterías) la carga y descarga de los supercondensadores es muy rápida y permiten superar los 100000 ciclos con un DoD del 100% y un rendimiento del 95% según [81].

Debido a su elevada potencia específica, unos 6000 W/kg, se suele usar los sistemas SCESS (del inglés, *SuperCapacitor Energy Storage System*) para aplicaciones portables. Además, los SCESS simétricos se utilizan para aplicaciones de regulación de frecuencia de red mientras que las mejoras que se están llevando a cabo con los asimétricos permiten más capacidad energética y descargas más lentas de hasta 5 horas lo cual es ideal para almacenamiento de grandes volúmenes de energía.

Actualmente la planta más grande a nivel mundial se encuentra en La Palma, Islas Canarias, España formando parte del proyecto de Endesa STORE y dispone de 4 MW/ 20 MWs y está dedicada a la regulación de frecuencia.

Otras aplicaciones que se le da a los supercondensadores es en las estaciones de tren o ferrocarril. En Malverne, New York, EEUU, se utiliza esta tecnología SCESS para almacenar la energía producida por el tren y que de otra manera se desperdiciaría, y utilizarla para mejorar la aceleración.

3.1.2.3. Superconductor magnético (SMES)

Los superconductores son aquellos materiales que presentan resistencia nula (o casi nula) al paso de corriente. Los sistemas SMES (de inglés *Superconducting Magnetic Energy Storage*) almacenan energía en el campo magnético creado por una corriente que circula por una bobina superconductora. La energía almacenada se calcula:

$$E = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2 \quad (\text{Ec. 12})$$

Donde:

- E: Energía almacenada en el SMES [J].
- L: Inductancia de la bobina superconductora [H].
- I: Corriente eléctrica circulante por la bobina [A].

El superconductor empleado varía según la temperatura de trabajo. Esta tecnología trabaja a temperaturas muy bajas para reducir la resistencia del material y aumentar la corriente que circula. Si se trabaja con temperaturas altas, es decir, 70 K (-203 °C) se utiliza Niobio-Titanio como material superconductor y helio líquido como líquido criogénico. Si se trabaja con temperaturas bajas, es decir, 5K (-268 °C) se utiliza un compuesto de óxido cerámico como superconductor y nitrógeno líquido como líquido criogénico [82], [81].

Los SMES tienen dos configuraciones diferentes, solenoide o toroide. La configuración solenoide tiene como ventaja que puede almacenar mucha energía por unidad de longitud, pero, como contrapartida dejan algunas líneas de campo magnético sin cerrar lo que afecta a otros sistemas cercanos como al refrigerador criogénico o al convertidor de potencia. La configuración toroide tiene como ventaja que el campo magnético queda confinado en el núcleo del toroide sin dañar otros equipos cercanos, sin embargo, son mecánicamente más complejos y necesitan más material superconductor [81].

El campo magnético creado por un solenoide y por un toroide es, respectivamente:

$$\vec{B}_{\text{solenoide}} = \frac{N \cdot \mu_r \cdot \mu_0 \cdot I}{l} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$\vec{B}_{\text{toroide}} = \frac{N \cdot \mu_r \cdot \mu_0 \cdot I}{2 \cdot \pi \cdot r} \quad (\text{Ec. 14})$$

Donde:

- B: Campo magnético [T].
- N: Número de espiras.
- μ_r : Permeabilidad relativa del superconductor.

- μ_0 : Permeabilidad del vacío ($4\pi \cdot 10^{-7}$).
- I : Corriente circulante por el superconductor [A].
- l : Longitud del solenoide [m].
- r : Radio del toroide [m].

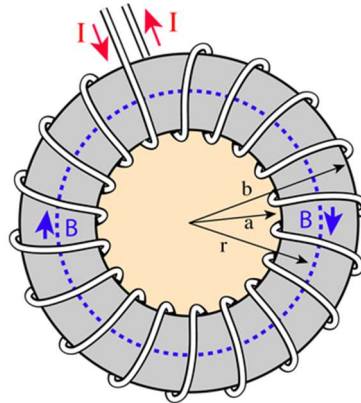


Ilustración 16. Configuración toroide con campo magnético interior. (Fuente: [36]).

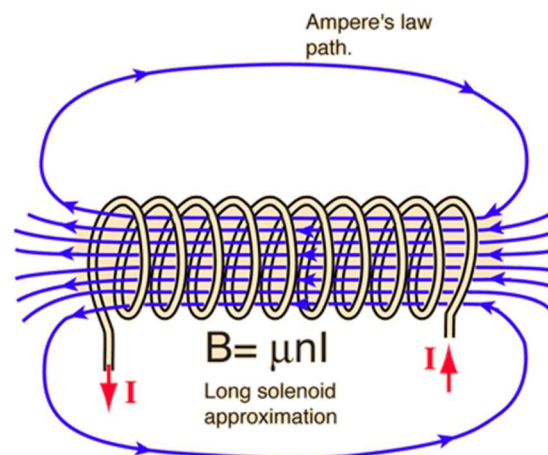


Ilustración 17. Configuración solenoide con líneas de campo magnético abiertas. (Fuente: [35]).

Así pues, los sistemas SMES permiten, igual que los SCESS, la absorción e inyección de grandes volúmenes de energía en muy poco tiempo con un rendimiento muy elevado (llegando al 95%) y permite realizar hasta 100.000 ciclos al 100% del DoD. Tiene una alta potencia específica de 4000 W/kg pero, como contrapartida, una baja capacidad específica de entre 1 Wh/kg y 10 Wh/kg y una gran autodescarga de entre el 10% y el 15%.

Por todo ello se utilizan para aplicaciones de calidad de potencia y soporte del voltaje de red. Hasta la fecha, de acuerdo con [81] hay unos 100 MW de esta tecnología instalados en pequeños proyectos en todo el mundo, siendo la primera planta construida de 20 kW en 1996 en Alemania para la Asociación para la Conversión y Almacenaje de Energía Innovadora –Speicherung GmbH. En 2011 se construyó otra planta en la Universidad de Houston de 20 kW / 2 MJ.

3.1.2.4. Almacenamiento térmico (TES)

El almacenamiento térmico de energía, TES (del inglés, *Thermal Energy Storage*), utiliza calor como forma de energía y ha sido utilizado por la humanidad desde hace muchos años. Actualmente existen tres tipos de almacenamiento térmico según sea mediante calor sensible, calor latente o calor termoquímico.

Calor sensible:

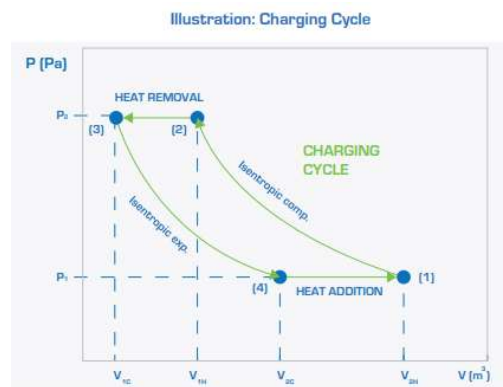
El almacenamiento con calor sensible utiliza un medio sólido (hormigón, tierra, etc.) o líquido (agua, aceites térmicos, etc) que cambia de temperatura con la aplicación o sustracción de calor. La capacidad energética depende del calor específico del medio (c_e , en $\text{kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$) y de la cantidad de masa del mismo. Es el tipo de almacenamiento térmico más utilizado debido a su simplicidad y madurez y su eficiencia está comprendida entre el 50% el 90%. Algunos de los ejemplos más comunes de almacenamiento de energía con calor sensible son las sales fundidas y el bombeo de calor.

Las sales fundidas pueden ser orgánicas o inorgánicas siendo las más comunes el nitrato de sodio, nitrato de potasio y las sales de litio. En Granada, España, por ejemplo, hay instalada una planta solar de concentración, Andasol, de 50 MW que utiliza 28.500 toneladas de sales fundidas (60% nitrato de sodio y 40% nitrato de potasio) para almacenar 1010 MWh de energía. Con ello se puede posponer la salida de la generación solar y asegurar el suministro durante 7,5 horas [34]. El excedente de calor recogido por el aceite térmico utilizado en los cilindros parabólicos se utiliza para calentar sales fundidas mediante un intercambiador de calor. Las sales pasan de un tanque frío a uno caliente y recogen el calor en el intercambiador. Para entregar este calor se utiliza el proceso inverso y las sales se enfrían.

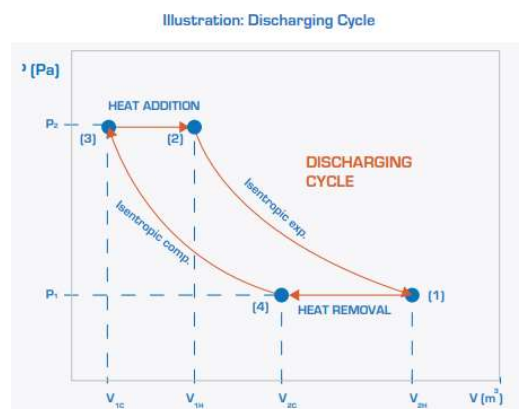


Ilustración 18. Tanques de sales fundidas de la central de Andasol en Granada. (Fuente: [32]).

El bombeo de calor (PHES, del inglés *Pumped Heat Energy Storage*) consiste en bombear un gas monoatómico (normalmente Argón) de un tanque caliente a otro frío que contienen roca machacada. El gas es comprimido en un compresor y pasa de estar a presión y temperatura ambiente a 12 bar y 500 °C. el gas fluye a través de las partículas de roca a una velocidad de 3 m/s transmitiendo su calor. Las partículas se calientan y el gas se enfría con lo que va quedando en el fondo del tanque a temperatura ambiente, pero a 12 bar igualmente. Posteriormente, la misma máquina que se ha utilizado para comprimirlo revierte su función y lo expande hasta presión ambiente y enfriándolo a la vez que lo traspasa al otro tanque. Ahora en este tanque el gas se encuentra a temperatura ambiente, pero a -160 °C. Las partículas de roca presentes en el tanque se enfrían a la vez que el gas se va calentando y subiendo hasta alcanzar la temperatura ambiente. Estos sistemas tienen una eficiencia del 70% al 75%, un tiempo de descarga de 3 a 6 horas y unos 15.000 ciclos de vida. Se utiliza para aplicaciones de regulación de tensión y reservas secundarias y terciarias [85], [30].



Il·lustració 19. Diagrama P-v del gas en sistemes PHES durant la càrrega del emmagatzemament. (Font: [30]).



Il·lustració 20. Diagrama P-v del gas en sistemes PHES durant la descàrrega del emmagatzemament. (Font: [30]).

Calor latente:

También conocido como calor oculto ya que no hay un cambio de temperatura del material transportador, sino que el calor transmitido sirve para provocar un cambio de fase en el material a temperatura constante. Para ello se utilizan materiales llamados PCM (del inglés, *Phase Change Materials*) que pueden ser orgánicos (parafina) como inorgánicos (hidratos de sal). Es un almacenamiento más pequeño y eficiente que el sensible (entre el 75% y el 90%). Suele utilizarse en la construcción de edificios y se utilizan como enfriamiento pasivo de los mismos. Durante el día el material presente en las unas microcapsulas mezcladas con el cemento en las paredes se derrite enfriando el ambiente y durante la noche pasa el proceso inverso [33].

Calor termoquímico:

Se basa en reacciones químicas exotérmicas que separan una sustancia en dos componentes. Después, mediante la aplicación de calor, se puede volver a obtener la sustancia original.

3.1.2.5. Obtención de gas (P2G)

Este tipo de tecnologías utilizan electricidad para obtener gas, concretamente hidrógeno (H₂) y/o metano (CH₄) que pueden ser usados posteriormente como combustible (P2G, del inglés *Power to Gas*).

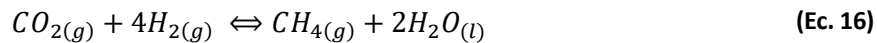
Mediante electrolisis del agua se obtiene hidrógeno y oxígeno gas. El hidrógeno puede almacenarse en tanques presurizados entre 100 bar y 300 bar a 20.3 K en estado líquido para pequeñas cantidades (hasta MWh) o en cuevas artificiales de hasta 500000 m³ a 200 bar para cantidades más grandes (hasta GWh).

También se puede hacer reaccionar el hidrógeno con el dióxido de carbono (CO₂) de la atmosfera mediante un proceso llamado metanización ya que como resultado se produce metano. El metano se transporta mediante tuberías hasta los consumidores finales. Además, parte del hidrógeno obtenido durante la electrolisis puede mezclarse con el metano para mejorar el rendimiento, puede llegar a haber un 12% de hidrógeno en las tuberías de gas natural, de acuerdo con [82], pero no más debido a la inflamabilidad de éste y los riesgos que conllevaría.

La electrólisis del agua tiene un rendimiento del 65% aproximadamente:



La metanización de CO₂ es un proceso exotérmico que libera 165 kJ/mol con un rendimiento comprendido entre el 70% y el 85%:



Todo esto hace que obtener metano a partir de la electricidad obtenida para realizar la electrólisis tenga un rendimiento del 50% al 60%.

En Werlte, Alemania, existe el proyecto Audi e-gas que es una planta que produce hidrógeno para las celdas de combustible de sus automóviles mediante electrolisis y energías renovables. Además, utiliza parte del hidrógeno producido para realizar la metanización y producir gas natural sintético. Para ello utiliza el CO₂ proveniente de una central de biogás cercana y necesita una potencia de entrada de 6 MW. Desde junio de 2013 la planta captura 2800 toneladas de CO₂ e inyecta en la red de gas natural 1000 toneladas de metano, con una media de producción de 300 m³/h [29].

3.1.2.5.1 Almacenaje con Hidrógeno (HESS)

Como se ha explicado, se puede obtener hidrógeno gas a partir del electrólisis del agua. El proceso inverso al electrólisis es la combustión del hidrogeno y el oxígeno de manera que se tiene una pila de combustible. Si se junta el electrolizador, un tanque o almacén de hidrógeno y la pila de combustible se tiene una pila de combustible reversible (RFC, del inglés *Reversible Fuel Cell*). La celda está formada por los electrodos separados por una membrana polimérica el electrolito puede ser líquido (alcalino convencional) o sólido. La elección del electrolito es importante pues determina la presión y temperatura de funcionamiento de la celda, por ejemplo, las celdas PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*) trabajan a 80°C y son las más usada, sobre todo en aplicaciones industriales (del rango de kW). Las celdas SOFC (Solid Oxide Fuel Cell) operan a 650°C y se utilizan para mayores cantidades de energía almacenada (del rango de MW).

Las reacciones que tienen lugar durante la combustión en la pila de combustible dejan como producto electricidad, calor y agua:



La tensión termoquímica entre electrodos es de 1.227 V, sin embargo, debido al rendimiento de la pila que es del 65% en la práctica se mide 0,8 V.

Las pilas de combustible de hidrógeno tienen muy poca autodescarga llegando a almacenar energía durante 30 horas sin pérdidas. Tienen una vida muy larga superando los 20.000 ciclos y una densidad energética que suele variar entre los 100 Wh/kg y los 1000 Wh/kg ya que, al igual que pasa con las baterías de flujo, la capacidad de almacenaje depende del volumen de los tanques de hidrógeno [82]. Es por todo ello que esta tecnología se suele usar para el balance de producción y demanda y como almacenamiento de grandes cantidades de energía [30]. Además, también se utiliza como combustible en algunos coches eléctricos. La contrapartida de esta tecnología es que tiene un rendimiento bastante bajo que se está estudiando mejorar, debido a los rendimientos del electrolizador y de la celda (pila) de combustible que rondan el 65, el rendimiento general de obtener electricidad es del 40% aproximadamente.

3.2. Usos y aplicaciones de los ESS

Los usos o aplicaciones de los ESS son diversos y según sus características de potencia y energía almacenada y el número de ciclos de carga y descarga que se requieran se utilizará una tecnología u otra. Existen diferentes maneras de clasificar las tecnologías, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) las clasifica en tres grupos según si proporcionan servicios para la red, aplicaciones “más allá de la medición” que incluyen el autoconsumo debido a los sistemas descentralizados que están creciendo debido a la entrada de las renovables, y aplicaciones desconectadas de la red. Según la referencia [82] los ESS quedan clasificados en cinco bloques según si proporcionan servicios de balance a gran escala del sistema eléctrico, soporte a las infraestructuras de transporte y distribución, servicios auxiliares para la operación de sistemas de transporte y distribución y servicios para el usuario final. En el presente trabajo se ordenan los diferentes ESS según si son de corta o larga duración.

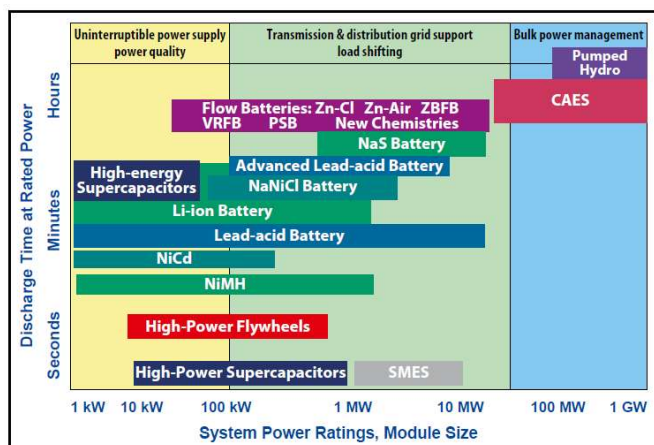


Ilustración 21. Utilidades de los diferentes ESS. (Fuente: [21]).

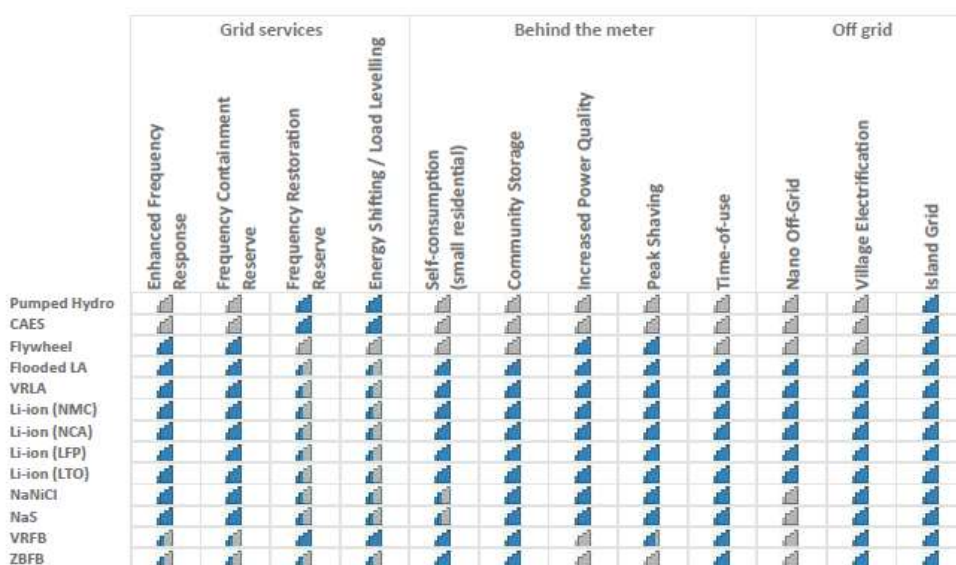


Ilustración 22. Clasificación de las diferentes aplicaciones y las tecnologías ESS según IRENA. (Fuente: [40]).

3.2.1. Aplicaciones de corta duración

Este tipo de aplicaciones suelen tener una respuesta muy rápida ante fallos y proporcionan energía desde segundos hasta algunos minutos. Es importante que sean capaces de entregar una elevada potencia en este rango de tiempo, más que de que sean capaces de almacenar grandes cantidades de energía. En general, las tecnologías que permiten una respuesta de estas características son los volantes de inercia o *flywheels* (FESS), los super- o ultracondensadores (SCESS), los superconductores magnéticos (SMES) y, dentro de los sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) las de litio, concretamente las de titanato de litio (LTO) proporcionan rampas muy elevadas con altos picos de potencia y elevado número de ciclos.

3.2.1.1. Supresión de fluctuaciones

La generación mediante energías renovables tiene fluctuaciones debidas, por ejemplo, a las irregularidades del viento o del sol, que pueden provocar variaciones de tensión y frecuencia en la red. Los ESS pueden ayudar a mitigar estas variaciones siempre y cuando puedan hacer un número elevado de ciclos y tengan rampas de potencia altas ya que es necesario un control y modulación continuados de la salida. Los ESS más comúnmente utilizados para este servicio son las baterías (excepto las de plomo-ácido), las baterías de flujo, pero, sobre todo, los sistemas SCESS, SMES y FESS.

3.2.1.2. Low Voltage Ride-Through (LVRT)

En caso de que la red sufra una caída de tensión las plantas renovables deben seguir operando adecuadamente. Para ello se inyecta potencia reactiva según el porcentaje de la caída de tensión

experimentada en la red y de la duración de la misma, esto es lo que se conoce como *Low Voltage Ride-Through* (LVRT). Con el uso de sistemas ESS es posible inyectar potencia activa descargando el ESS y reactiva según el LVRT, así pues, Y. Bak, J. Lee y K. Lee [26] proponen no descargar el ESS en caso de que la tensión de red sea menor del 50% de su valor nominal utilizando solamente la inyección de potencia reactiva; en caso de que la tensión de la red esté entre el 50% y el 90%, utilizar la corriente reactiva y descargar el ESS inyectando corriente activa; y, en caso de que la tensión de red sea superior al 90%, solamente descargar el ESS suministrando corriente activa. Todo ello según las fórmulas:

$$I_n = \sqrt{I_r^2 + I_a^2} \quad (\text{Ec. 17})$$

$$\text{Si } V < 50\% \Rightarrow I_r = 0; I_a = \text{referencia} \quad (\text{Ec. 18})$$

$$\text{Si } 50\% < V < 90\% \Rightarrow I_r = (1 - V) \cdot 2 \cdot I_n; I_a = \sqrt{I_n^2 - I_r^2} \quad (\text{Ec. 19})$$

$$\text{Si } V > 90\% \Rightarrow I_r = I_n; I_a = 0 \quad (\text{Ec. 20})$$

Las características de estos ESS rampas altas y permitir modulación de potencia rápida, por ello las tecnologías más utilizadas son las baterías, baterías de flujo, SCESS, SMES y FESS.

3.2.1.3. Soporte de control de voltaje

A parte de la inyección de potencia reactiva, el uso de potencia activa puede ser muy beneficioso y más efectivo que la reactiva debido a la naturaleza resistiva de la red. De acuerdo con [27], algunas plantas fotovoltaicas (plantas PV) pueden ocasionar sobretensiones en la red que pueden ser absorbidas por el ESS. Además, debido al sistema de convertidores también pueden entregar potencia reactiva en caso de que la capacidad de potencia no sea suficiente. Es especialmente útil en las horas de mayor demanda.

Para este servicio auxiliar (o complementario) es necesaria una respuesta en cuestión de milisegundos y tiene una duración de hasta 1 minuto. Igual que para la calidad de la onda, estos ESS sufren entre 1000 y 5000 ciclos de trabajo anuales y las instalaciones tienen entre 1 MW y 10 MW. Las tecnologías más apropiadas son las baterías, baterías de flujo, pero sobre todo los SCESS, SMES y FESS son idóneos.

3.2.1.4. Amortiguación de oscilaciones

La estabilidad de la frecuencia del sistema eléctrico se debe a la inercia de los sistemas de generación sincronizada que, por sí mismos, actúan como reserva de potencia del propio sistema. El cambio progresivo de generación sincronizada a no sincronizada, dada la entrada progresiva de generación renovable, afecta a esta reserva de potencia debida a la inercia del sistema y, por tanto, a la estabilidad

del sistema. En estos nuevos sistemas donde hay generación renovable las plantas de generación eólica ayudaran a los generadores de las diferentes redes interconectadas a no perder el sincronismo.

La potencia de amortiguación de oscilaciones es un servicio auxiliar que ayuda a la amortiguación de oscilaciones entre 0.2 Hz y 2 Hz mediante un convertidor que modula la potencia tanto activa como reactiva. Según [25], la potencia activa tiene una actuación más robusta frente a las variaciones de tensión en AC, sin embargo traspasa esta oscilación al lado DC del convertidor ya que la potencia activa se balancea instantáneamente.

Las tecnologías utilizadas para esta aplicación deben ser de respuesta rápida y rampas altas con un tiempo de absorción/inyección de potencia activa de 1 minuto aproximadamente, por ello las más utilizadas son las baterías, baterías de flujo, SCESS, SMES y FESS.

3.2.1.5. Respuesta inercial

La integración de las renovables representa una generación no inercial a diferencia de la generación convencional. Para poder dar una respuesta inercial y regular la frecuencia de la red de manera prácticamente instantánea (en milisegundos) y de duración hasta 30 segundos se utilizan baterías de litio que pueden proporcionar una respuesta muy rápida con elevados picos de potencia y los sistemas FESS. Se requiere entre 1 MW y 100 MW.

3.2.1.6. Control de frecuencia primario

Las reservas de potencia son la potencia entregada o absorbida por una unidad técnica como respuesta cuando la potencia demandada y generada no son iguales. Existen las reservas primarias, secundarias y terciarias.

Las reservas primarias (o de contención) se activan automáticamente y de manera local, es decir, en la zona dónde es necesaria. Se activan unos pocos segundos después de que se detecte esta descompensación entre generación y consumo y se mantienen hasta que las reservas secundarias y terciarias consiguen igualarlas.

En sistemas donde la generación es sincronizada las posibles diferencias entre generación y demanda son inmediatamente compensadas mediante la activación o desactivación de plantas de combustión fósil o gas. Actualmente, con la implementación de renovables, la generación no es sincronizada ya que no se puede, por ejemplo, conectar un parque solar en el momento en que no hay sol. Un parque eólico debe poder regular su potencia activa durante 30 minutos para proveer de reservas primarias para el soporte de frecuencia del sistema.

Estas aplicaciones tienen entre 1 MW y 100 MW y son capaces de entregar mucha potencia hasta un máximo de 30 minutos, con entre 200 y 400 ciclos anuales. Las tecnologías más utilizadas para el soporte de frecuencia primario son los FESS, SMES, baterías, baterías de flujo, HESS, CAES y PHS [82].

3.2.1.7. Reserva rodante (Spinning Reserve)

La reserva rodante es la capacidad que está lista para ser usada en los primeros 10 minutos desde que hay un fallo que provoca la descompensación entre generación y demanda [85] tiene una capacidad de respuesta de segundos y está en funcionamiento entre 30 minutos y 2 horas, una potencia de entre 1 MW y 100 MW y sufren entre 200 y 400 ciclos anuales. Las tecnologías más utilizadas son PHS y CAES para MW de potencia y las baterías de plomo, litio y sodio para potencias menores. Los sistemas SAI (Sistema de Alimentación Ininterrumpida) o UPS (del inglés *Uninterruptible Power System*) son un tipo de reserva rodante que entra en funcionamiento casi instantáneamente después de una interrupción [80].

3.2.1.8. Arranque en frío (Black Start)

El arranque en frío es la energía necesaria para la puesta en marcha de los generadores sin necesitar conexión a la red, como en el caso de los generadores eólicos. Tiene una respuesta de segundos y están entregando energía hasta 1 hora. Las plantas tienen una potencia de entre 5 MW y 50 MW y sufren entre 10 y 20 ciclos de carga y descarga anuales. Se utilizan FESS y baterías de litio especialmente, ya que pueden entregar picos altos de potencia.

3.2.2. Aplicaciones de media y larga duración

El distintivo de estas aplicaciones es que son capaces de almacenar grandes cantidades de energía para ser liberada posteriormente durante horas incluso días, tampoco necesitan una respuesta muy rápida. Por ello las tecnologías más adecuadas para estas aplicaciones son el bombeo de agua (PHS) y el aire comprimido (CAES) para aplicaciones de mucha capacidad energética pudiendo liberar energía durante días, y baterías (BESS) para aplicaciones de menor capacidad. Además, las baterías de flujo son también muy adecuadas ya que permiten ampliar la capacidad energética mediante la adición de tanques de electrolito.

3.2.2.1. Seguimiento de carga (Load Following)

También conocido como control de frecuencia secundario, el seguimiento de carga tiene como objetivo mantener las frecuencias del sistema dentro de los valores nominales, estas variaciones de frecuencia se deben a que la generación renovable no coincide con la demanda instantánea. Debe tener energía para suministrar entre 2 y 6 horas y su tiempo de respuesta deber ser de unos pocos segundos, por ello los sistemas PHS, CAES son los más idóneas para grandes potencias (centenares de

MW) pero también se utilizan sistemas BESS de litio, plomo o sodio para potencias más bajas (decenas de MW). Normalmente estos sistemas realizan entre 200 y 400 ciclos de carga y descarga anualmente [23].



Il·lustració 23. Seguimiento de carga para una planta eólica. (Fuente: [22]).

3.2.2.2. Modulació de demanda (Peak Shaving)

Estas aplicaciones almacenan energía durante las horas en que hay poco consumo y la liberan en las que el consumo sobrepasa un valor concreto, de esta manera la curva de consumo queda suavizada sin presentar picos y valles según la hora del día. Están pensadas para el autoconsumo del usuario final que, por ejemplo, durante la noche, cuando el precio de la energía es más bajo el sistema ESS se carga y durante el día, sobrepasado un valor de potencia, el sistema se descarga de manera que no es necesario comprar toda la energía necesaria para ese momento lo que puede suponer un ahorro económico.

Estos sistemas tienen una respuesta en cuestión de segundos y pueden estar descargándose desde 1 minuto hasta 10 horas, suelen tener potencias en el rango de los kW y hasta 10 MW. Por ello la tecnología más utilizada es las baterías convencionales.

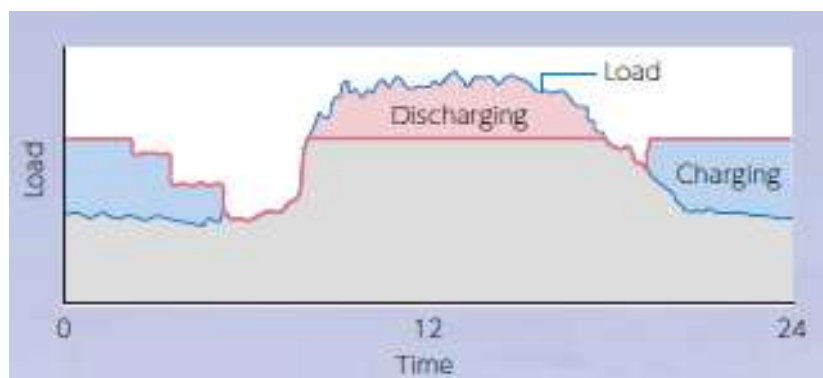


Ilustración 24. Estrategia de autoconsumo o “Peak Shaving” para una carga mediante un Sistema ESS.
(Fuente: [22]).

3.2.2.3. Seguridad de Suministro

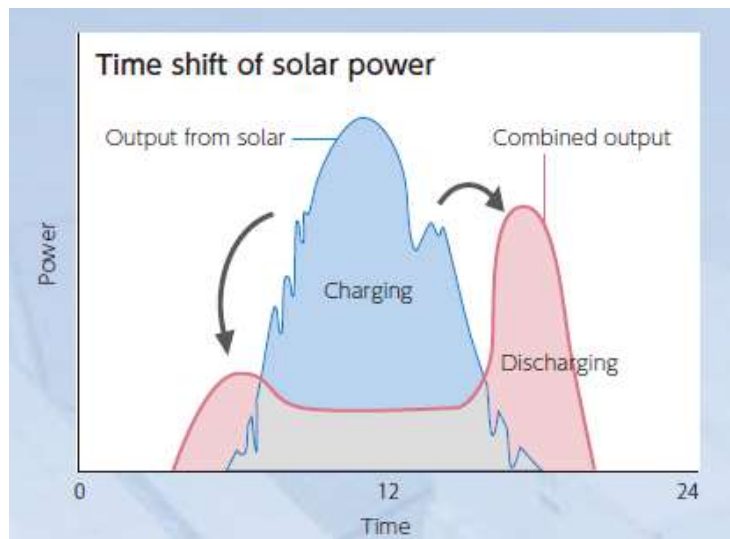
Debido a limitaciones técnicas de la red de transmisión o a pruebas para comprobar la estabilidad eléctrica del sistema, entre otros motivos, algunas plantas de generación renovable deben de ser desconectadas temporalmente. Así pues, los sistemas ESS entran en funcionamiento para asegurar el suministro durante un periodo de tiempo comprendido entre 5 y 12 horas. Este tipo de soporte para la red de transmisión tiene una respuesta de pocos segundos y son instalaciones de potencia comprendida entre los 10 MW y los 200 MW [23] Y [82]. Normalmente los sistemas ESS destinados a esta función sufren entre 300 y 500 ciclos de trabajo, por todo ello las tecnologías más utilizadas para instalaciones de centenares de MW son las PHS, CAES y baterías de flujo que permiten mayor escalabilidad añadiendo más tanques. Para instalaciones de menor potencia (decenas de MW) se utilizan baterías de litio, sodio o plomo.

3.2.2.4. Integración del exceso de renovables en horas valle (Time Shifting)

Esta aplicación de los sistemas ESS consiste en almacenar energía de las plantas de generación renovable en las horas en que hay más generación, pero no hay tanta demanda, y liberarla cuando hay más demanda. De esta manera se suaviza la curva de generación de los parques solares y eólicos, almacenando los picos o montañas de generación. Por ejemplo, las plantas eólicas generan durante la noche en horas en las que no hay mucha demanda, los sistemas ESS pueden almacenar esa energía que no se consume y posponerla (*time-shift*) para liberarla en otro momento en que haya más demanda y no haya suficiente generación. Las plantas solares también presentan un pico de generación en las horas centrales del día, almacenando esta energía se suaviza este pico y se permite alargar la generación de la planta hasta horas en las que no hay luz solar.

Las tecnologías más utilizadas para esta función son PHS, CAES, HESS y baterías de flujo para instalaciones de centenares de MW (hasta 500 MW) y, para instalaciones de decenas de MW se utilizan

baterías de litio, sodio o plomo. Deben tener un tiempo de respuesta de minutos y sufren entre 300 y 500 ciclos anuales [23].



Il·lustració 25. Integración de la generación solar (Time shifting). (Fuente: [22]).

3.2.2.5. Almacenamiento estacional

Este tipo de almacenamiento se utiliza para zona en las que el consumo energético o la generación varían considerablemente de una estación a otra. Debe almacenar, por tanto, grandes reservas de energía para poder suministrar durante la temporada de alta demanda o baja producción, por ello las tecnologías utilizadas son la PHS, CAES, HESS y baterías de flujo. Estas plantas de almacenamiento tienen entre 5 y 100 ciclos de trabajo anuales y una potencia de entre 100 MW y 500 MW [23].

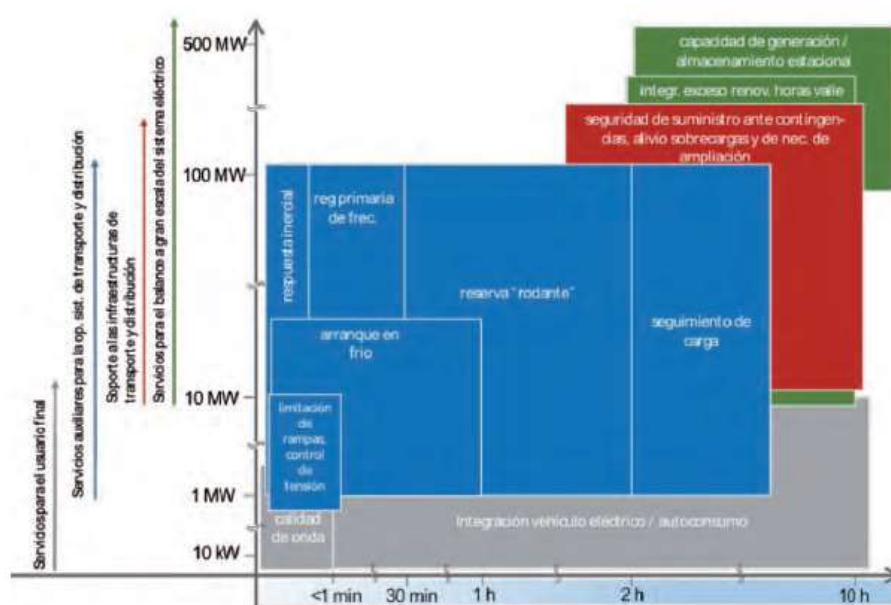


Ilustración 26. Esquema de las diferentes aplicaciones de los ESS. (Fuente: [23]).

3.3. Regulación de frecuencia

En el sistema eléctrico debe haber un equilibrio entre la potencia generada y la demandada. Si por algún motivo este balance se desequilibra se produce una desviación de la frecuencia del sistema de su valor consigna (50 Hz) que podría dañar a las cargas y equipos que estén conectados. Estas desviaciones son primeramente solucionadas por la inercia del propio sistema proporcionada por los generadores conectados. La generación convencional mediante generadores síncronos proporciona mucha inercia al sistema con lo que los cambios de frecuencia son pocos y además se puede regular la generación con la demanda en cada momento. Con la integración de renovables como las plantas solares o las eólicas (generación asíncrona) se producen más cambios de frecuencia además de que estas generaciones no se ajustan a los consumos en cada momento.

La Red Europea de Operadores del Sistema de Transmisión de Electricidad (de ahora en adelante, ENTSO-E, del inglés *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) regula las condiciones de control de esta red. La ENTSO-E recibe sus tareas de la anterior UCTE (Unión para la Coordinación de la Transmisión de Electricidad, del inglés *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*) [65], [20], [19] y [63].

Los Operadores del Sistema de Transmisión Europeo (TSOs, del inglés *Transmission System Operators*) son los encargados de la transmisión de grandes cantidades de potencia en las principales redes de alta tensión (AT), permitiendo el acceso al mercado eléctrico a otros agentes (generadores, distribuidores, clientes, etc.) de acorde a unas reglas de mercado. También los TSO son los encargados

del correcto mantenimiento y operación del sistema y, en algunos países, del desarrollo de las infraestructuras de la red eléctrica [65].

En Europa hay 36 países miembros de la ENTSO-E con un total de 43 TSOs. En España el TSO es Red Eléctrica de España S.A. (REE), en el caso de Alemania existen 4 TSO que se reparten el territorio: TransnetBW GmbH (TransnetBW), Tennet TSO GmbH (TenneT DE), Amprion GmbH (Amprion) y 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz).

Los TSOs alemanes, cada uno en su área o territorio, tienen que mantener el equilibrio entre generación y demanda. En Europa la frecuencia nominal de la red es de 50 Hz, la falta de generación o exceso de consumo conlleva una caída de la frecuencia y el exceso de generación o consumo insuficiente, una subida de la misma. Para ello hay tres tipos de control de reservas diferenciados según su principio y velocidad de activación: el control de reservas primario, secundario y terciario (o minutarario) según [65] y [61].

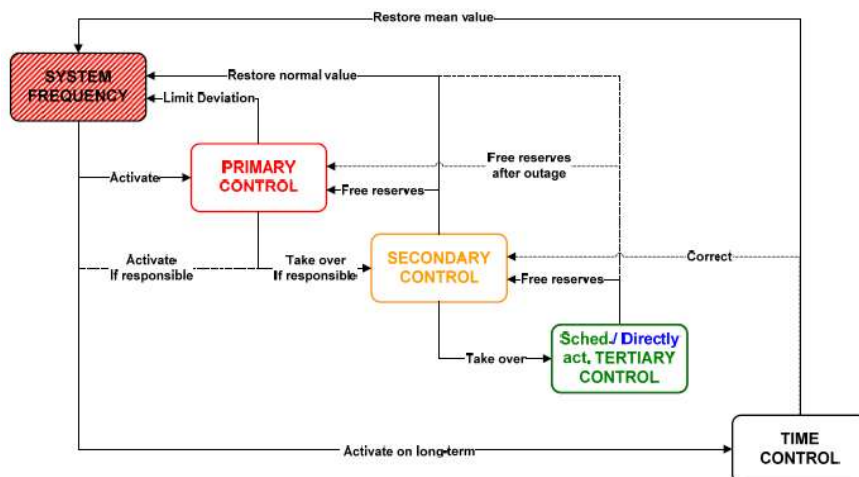


Ilustración 27. Esquema de las actuaciones de los controles de reserva. (Fuente: ENTSO-E).

3.3.1. Control primario

El control primario es un control proporcional. Esto permite que dada una desviación de la frecuencia esta se estabilice en un valor, aunque diferente de valor de consigna de 50 Hz.

- Desviación repentina de 3000 MW entre generación y consumo (conocido como incidente estándar). Carga del sistema de 150 GW y 300 GW pico.
- El sistema se estabiliza entre el segundo 10 y 12.
- La desviación de frecuencia no debe exceder los ± 200 mHz.
- Las Reservas de Control Primario (PCR del inglés *Primary Control Reserve*) se activan si, en caso de perturbación, se excede una desviación de la frecuencia de ± 180 mHz o de ± 200 mHz cuando no hay autorregulación de la carga y, en caso de que no haya perturbación, si la frecuencia sufre una desviación de ± 20 mHz.
- PCR totalmente activadas en 30 segundos tras el incidente estándar.

- Cada TSO ofrece control primario para toda el área de sincronización, se compara la característica de potencia-frecuencia de toda el área de sincronización con la del área de control (la de la TSO) y despliega su control primario en base a esa diferencia (activación de manera no selectiva).

La característica de potencia-frecuencia relaciona las desviaciones de la potencia y la frecuencia de todo el sistema tras un incidente.

$$\lambda = \frac{\Delta P}{\Delta f} \quad (\text{Ec. 21})$$

Donde:

- λ : Característica de potencia-frecuencia [MW/Hz].
- ΔP : Desviación de potencia [MW].
- Δf : Desviación de frecuencia [Hz].

3.3.2. Control Secundario

El control secundario (o control de carga-frecuencia o seguimiento de carga) mantiene o reestablece el balance de generación y consumo de un área de control y, por tanto, también reestablece la frecuencia de la misma a su valor de consigna de 50 Hz.

- Trabaja en paralelo con el control primario y se activa automáticamente.
- Se activa solamente el área de control (TSO) afectada (a diferencia del control primario en que todas las áreas de control se dan soporte mutuo).
- Se activa automáticamente modificando los valores de consigna de los generadores y cargas controlables.
- Control PI (proporcional-integral) y opera pasados algunos minutos del incidente, las Reservas de Control Secundario (SCR, del inglés *Secondary Control Reserve*) están totalmente activadas a los 15 minutos del incidente.
- El tamaño de las SCR depende del tamaño de las variaciones de la carga, los cambios previstos y las unidades generadoras.

El error del área de control (ACE, del inglés *Area Control Error*) deber ser minimizado por el controlador secundario de manera que un error positivo requiere una reducción de potencia del control secundario:

$$G = P_{meas} - P_{prog} + K_{ri} \cdot (f_{meas} - f_0) \quad (\text{Ec. 22})$$

Donde:

- G: Error del Área de Control.

- P_{prog} : Intercambio con las áreas adyacentes.
- P_{meas} : Suma de las potencias activas instantáneas transferidas.
- K_{ri} : K-factor del área de control [MW/Hz].
- f_{meas} : Frecuencia del sistema [Hz].
- f_0 : Valor consigna de la frecuencia (50 Hz).

El K-factor suele ser ligeramente más elevado el valor de la característica de potencia-frecuencia para que el control secundario acentúe el efecto del primario y no lo contrarreste. Además, la variable de control del controlador secundario se determina:

$$\Delta P_{di} = -\beta_i \cdot G_i - \frac{1}{T_{ri}} \int G_i \cdot dt \quad (\text{Ec. 23})$$

Donde:

- ΔP_{di} : Variable correctora del controlador secundario del área de control i.
- B_i : Ganancia (factor proporcional) del controlador secundario del área de control i.
- T_r : Constante de tiempo de integración del controlador secundario del área de control i.
- G_i : Error del área de control i.

3.3.3. Control Terciario

El control terciario son los cambios automáticos o manuales de los puntos de trabajo de los generadores o las cargas que se dan para poder garantizar la provisión de las SCR en el momento adecuado y la distribución de esta potencia de control secundaria de manera que sea la mejor opción económicamente. También son usadas como complemento a las SCR en caso de incidentes mayores.

- El control terciario puede ser posterior o complementario al secundario.
- Activación automática o manual para proveer y reestablecer las SCR mediante las Reservas de Control Terciario (TCR).

Hay dos tipos de controles terciarios:

- Directo: Se activa manualmente cuando es necesario.
- Programado: Hay un intercambio programado predefinido ente TSOs.

3.3.4. Control de Tiempo

Cuando la frecuencia varía de 50 Hz se produce una diferencia entre tiempo síncrono del área y el tiempo universal coordinado (UCT, del inglés *Universal Coordinated Time*) que sirve como indicador de actuación de los controles primario, secundario y terciario. Esta diferencia entre tiempo síncrono y UCT

no debe ser mayor de 30 segundos. El control de tiempo corrige las desviaciones de tiempo globales del tiempo síncrono.

4. Conexión del BESS a la red eléctrica

Para la correcta conexión del sistema de baterías a la red eléctrica es necesario un sistema de convertidores de potencia que ajusten las características del sistema de almacenamiento a las de la red eléctrica. Para ello se dispone de dos convertidores, el del lado de la batería (a partir de ahora SSC, del inglés *Storage Side Converter*) y el del lado de la red (a partir de ahora GSC, del inglés *Grid Side Converter*). En este capítulo se trata con más detenimiento cada uno de estos convertidores que están unidos por lo que se conoce como enlace (o *link*) DC.

4.1. Storage Side Converter (SSC)

El SSC conecta las baterías con el link DC, como las baterías trabajan con tensión continua el convertidor es de tipo DC/DC y su función principal es gestionar el SoC del sistema BESS proporcionando una tensión de salida constante (la del link DC) aunque varíe la de entrada (la tensión de las baterías que varía con la carga y descarga) [82].

El SSC que proponen Díaz-González, Sumper y Gomis-Bellmunt es el siguiente:

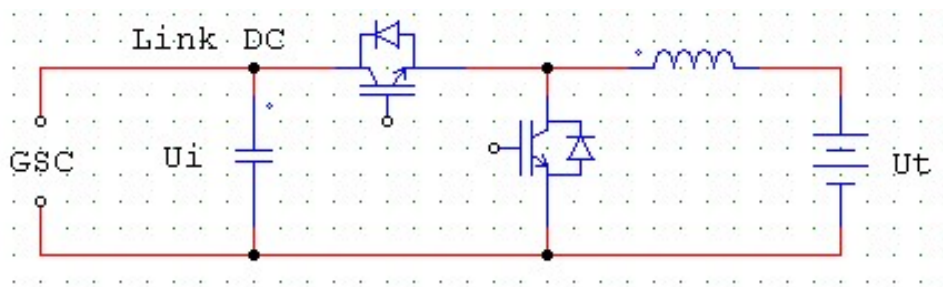


Ilustración 28. Circuito eléctrico equivalente del BESS conectado al SSC DC/DC con el link DC. (Fuente: Realización propia en PSIM basada en la referencia [82].).

El ciclo de trabajo de los transistores IGBT viene determinado por un control de dos lazos: un lazo externo que corresponde al control de tensión, y otro lazo interno que corresponde al control de corriente. De éste último se consigue el ciclo de trabajo con el que opera el convertidor.

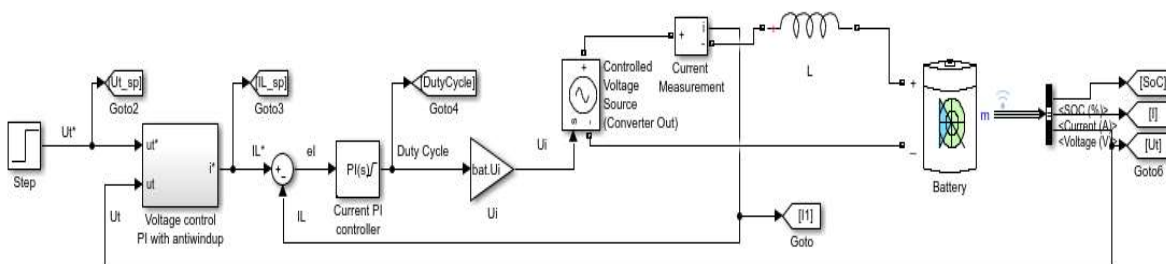


Ilustración 29. Lazos de control de tensión y corriente del SSC. (Fuente: Basado en referencia [82].).

El lazo exterior de tensión compara la tensión de la batería (u_t) con una tensión referencia (u_t^*), si la tensión de la batería es menor que la referencia la batería se carga, si es mayor, se descarga. El error generado por estas dos tensiones pasa por un controlador proporcional integral (PI) que genera una señal de corriente (i^*) que será tomada como referencia en el siguiente lazo de control. El lazo interior de corriente compara la corriente que pasa por la batería (que puede ser positiva o negativa, según carga o descarga) y la compara con la referencia generada con el lazo exterior. Con el error de corriente y un PI se genera una señal de tensión que, teniendo en cuenta la tensión deseada en el link DC, puede obtener el valor del ciclo de trabajo del SSC.

La descarga de la batería consta de tres partes: zona exponencial, zona nominal y zona final de descarga. En la zona exponencial la tensión decrece de manera exponencial, muy rápidamente. En la zona nominal la batería se descarga más lentamente de manera que se puede tomar una bajada de tensión prácticamente lineal. La zona final de descarga presenta otra caída de tensión muy pronunciada.

Para simplificar cálculos y como la zona que más tiempo requiere es la nominal, se propone asemejar la batería a un condensador de manera que se puede encontrar la capacidad de la batería con la siguiente fórmula resultado de igualar la energía que almacena la zona nominal de la batería y un condensador:

$$C = \frac{i \times T \times (u_0 + u_T)}{(u_0^2 - u_T^2)} \quad (\text{Ec. 24})$$

Donde:

- C: Capacitancia equivalente de la batería [F].
- i: Corriente de descarga [A].
- T: Tiempo de descarga nominal [s].
- u_0 : Tensión de la batería al inicio de zona nominal [V].
- u_T : Tensión de la batería al final de la zona nominal [V].

Con esta equivalencia de la batería con un gran condensador se pueden determinar los parámetros de control de ambos PI.

$$K_{pi} = \frac{2\xi_i \omega_i L}{U_i} \quad (\text{Ec. 25})$$

$$K_{ii} = \frac{\omega_i^2 L}{U_i} \quad (\text{Ec. 26})$$

$$K_{pu} = 2\xi_u \omega_u C \quad (\text{Ec. 27})$$

$$K_{iu} = \omega_u^2 C \quad (\text{Ec. 28})$$

Donde:

- K_{pi} : Parámetro proporcional del controlador PI de corriente.
- K_{ii} : Parámetro integrador del controlador PI de corriente.
- K_{pu} : Parámetro proporcional del controlador PI de tensión.
- K_{iu} : Parámetro integrador del controlador PI de tensión.
- L : Inductancia del SSC [H].
- C : Capacidad equivalente de la batería [F].
- ξ_i y ξ_u : A determinar por el diseñador del control con valor entre 0 y 1 para sistemas subamortiguados. El subíndice i hace referencia al lazo de corriente y el u , al de tensión.
- ω_i y ω_u : Velocidad de trabajo del controlador. El subíndice i hace referencia al lazo de corriente y el u , al de tensión. El lazo interior de corriente debe tener una velocidad de trabajo mayor que el de tensión. [rad/s].

4.2. Grid Side Converter (GSC)

El GSC debe mantener estable la tensión del *link* DC además de controlar las corrientes activa y reactiva intercambiadas con la red eléctrica, ya sean de carga o descarga. Se trata de un convertidor DC/AC o inversor, la referencia [82] toma como tipología de convertidor un inversor de dos niveles y tres fases que conmuta IGBTs.

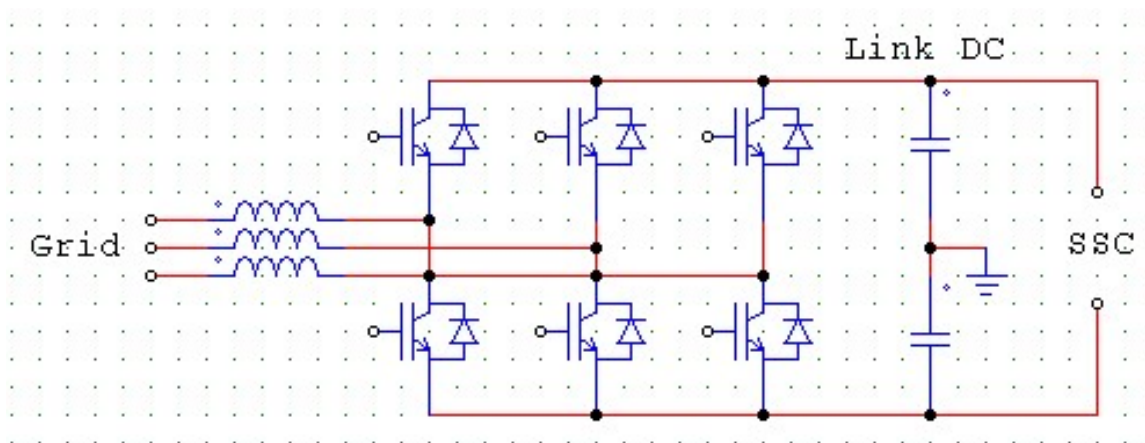


Ilustración 30. Esquema del inversor de dos niveles y tres fases. (Fuente: Propia).

Además, el lado del convertidor conectado a la red es representado mediante un esquema equivalente que incluyen un filtro inductivo como se muestra a continuación y en donde los subíndices $labc$ representan las tres fases de la red eléctrica y los subíndices $clabc$, los tres terminales del inversor:

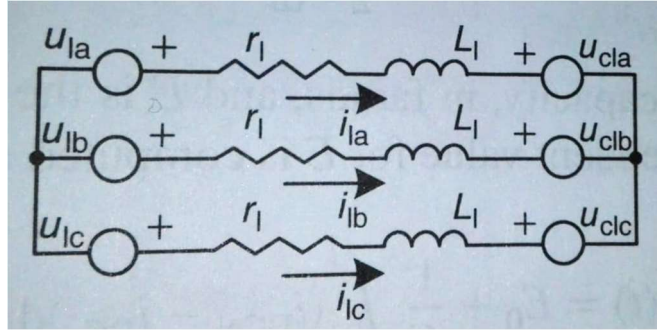


Ilustración 31. Sistema equivalente de conexión del inversor a la red eléctrica con filtro inductivo. (Fuente: [82].).

La conmutación de los transistores se realiza con una modulación de ancho de pulso llamada SVPWM (del inglés *Space Vector Pulse Width Modulation*). La determinación del ciclo de trabajo de dichos transistores proviene del control de las tensiones y corrientes de la entrada (*link* DC) y salida (red) del convertidor. Para poder tratar con mayor simplicidad el modelo de control es conveniente que las magnitudes no sean variables en el tiempo, dado que las tensiones y corrientes de la red lo son por su forma sinusoidal es necesario realizar la transformación de Park. Ésta transformación cambia el marco de referencia estacional (temporal) a una referencia rotatoria en que las magnitudes de corriente o tensión son fijas. Las magnitudes en la transformación de Park (también conocidas como qd0) se representan sobre el eje directo y el eje de cuadratura, este último con un retraso de 90° respecto al primero, que rotan a la frecuencia de la red. Las ecuaciones que representan la transformada y antitransformada de Park son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \cdot \left(\frac{2}{3} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \theta - \frac{2\pi}{3} & \cos \theta + \frac{2\pi}{3} \\ \sin \theta & \sin \theta - \frac{2\pi}{3} & \sin \theta + \frac{2\pi}{3} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \right) = \begin{bmatrix} X_q \\ X_d \\ X_0 \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 29})$$

$$\begin{bmatrix} X_q \\ X_d \\ X_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 1 \\ \cos \theta - \frac{2\pi}{3} & \sin \theta - \frac{2\pi}{3} & 1 \\ \cos \theta + \frac{2\pi}{3} & \sin \theta + \frac{2\pi}{3} & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (\text{Ec. 30})$$

Donde:

- Xabc: Magnitudes variables ya sean tensiones o corrientes provenientes de la red.
- Xqd0: Magnitudes fijas sobre un eje rotatorio.
- θ : Ángulo o posición del eje q respecto del eje a en cada momento.

La secuencia X0 es de valor cero para sistemas trifásicos balanceados. En cuanto a las secuencias Xq y Xd permiten encontrar los valores de tensión y corrientes para operar.

Con magnitudes fijas es más fácil implementar un control como se muestra a continuación:

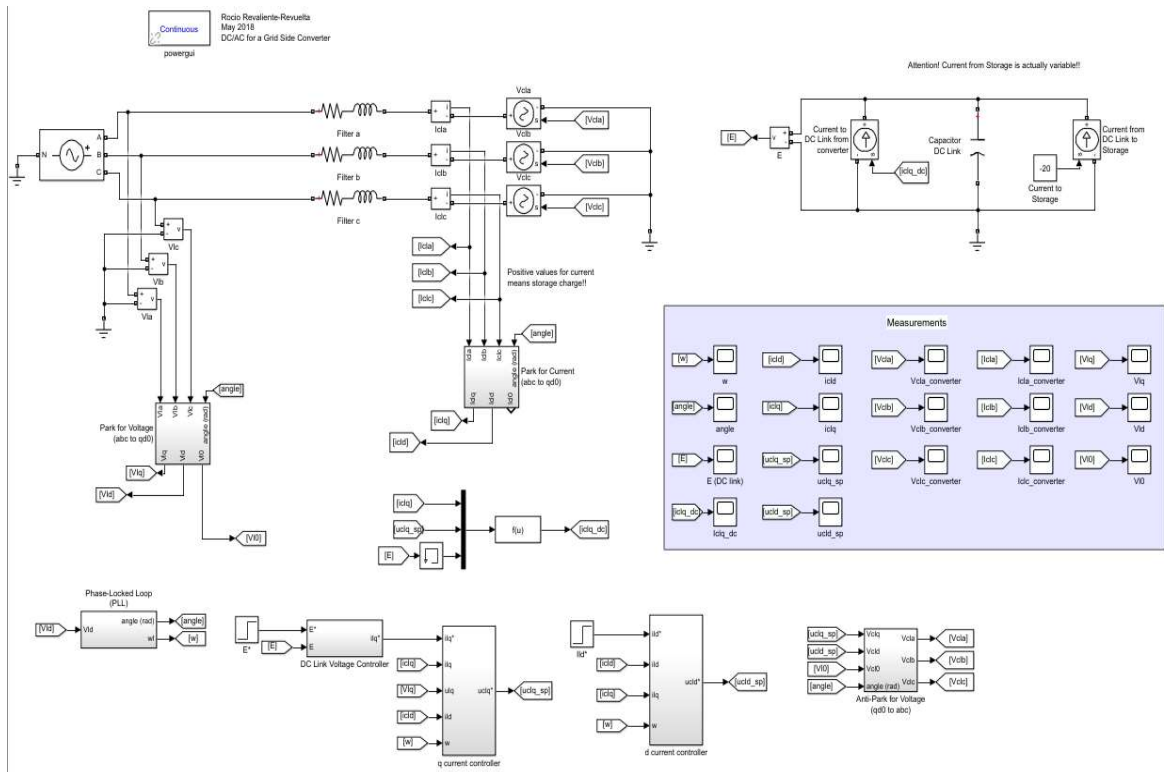


Ilustración 32. Esquema de control planteado para el GSC. (Fuente: [82].).

Como se aprecia en la imagen se sensan las tensiones y corrientes de la red y se realiza la transformada de Park para obtener los valores directo y de cuadratura. El valor del ángulo utilizado proviene del lazo cerrado de fase (PLL, del inglés *Phase-Locked Loop*). Este lazo de control es importante, no solamente por encontrar el valor del ángulo en cada momento, sino también para asegurar que la componente directa de la tensión es siempre cero, de esta manera se asegura que toda la información sobre las tensiones se representa en la componente de cuadratura simplificando así los cálculos. Del PLL también se obtiene la frecuencia de red.

Del lazo de control de tensión del link DC compara el valor de tensión del link DC con un valor consigna y mediante un controlador proporcional integral (PI) ofrece una señal de salida que será utilizada como consigna para el control de corriente q. Este control se basa en que la potencia guardada o entregada en el condensador del link DC (P_{DC}) es igual a la entregada por el inversor a la red (P_{cl}) menos del lado del almacenamiento (P_{cs}):

$$P_{cl} - P_{cs} = P_{DC} \quad (\text{Ec. 31})$$

Donde la componente directa de la tensión se anula con lo que la salida del inversor depende solo de la componente cuadrática:

$$P_{DC} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot \frac{d}{dt} \cdot E^2 \quad (\text{Ec. 32})$$

$$P_{cl} = \frac{3}{2} \cdot (u_{cld} \cdot i_{cld} + u_{clq} \cdot i_{clq}) = \frac{3}{2} \cdot u_{clq} \cdot i_{clq} \quad (\text{Ec. 33})$$

De esta manera los parámetros de control para este lazo vienen determinados de la siguiente manera, según la referencia [82]:

$$K_{pE} = \frac{4C\xi_E\omega_E}{3k} \quad (\text{Ec. 34})$$

$$K_{iE} = \frac{2C\omega_E^2}{3k} \quad (\text{Ec. 35})$$

Donde:

- C: Capacidad del condensador del link DC [F].
- ξ_E : A determinar por el diseñador del control con valor entre 0 y 1 para sistemas subamortiguados.
- ω_E : Velocidad de trabajo del controlador. El lazo de corriente debe tener una velocidad de trabajo mayor que el de tensión. [rad/s].
- k: Valor considerado constante ($k=E/u_{clq}$).
- K_{pE} : Parámetro proporcional del controlador PI.
- K_{iE} : Parámetro integral del controlador PI.

El lazo de control de corriente q tiene como consigna la salida del lazo de tensión del link DC, además es el encargado de conseguir la potencia activa. El lazo de control de corriente d tiene una consigna que vale 0 si no se desea operar con reactiva y adquiere un valor diferente de 0 si sí se desea. Por un como se muestra en el sistema equivalente de la conexión del inversor a la red:

$$u_{lq} - u_{clq} = r \cdot i_{lq} + L \cdot \frac{d}{dt} \cdot i_{lq} + \omega \cdot L \cdot i_{ld} \quad (\text{Ec. 36})$$

$$u_{ld} - u_{cld} = r \cdot i_{ld} + L \cdot \frac{d}{dt} \cdot i_{ld} - \omega \cdot L \cdot i_{lq} \quad (\text{Ec. 37})$$

Donde:

- u_{ld} , u_{lq} : Componentes q y d de las tensiones de red [V].
- u_{cld} , u_{clq} : Componentes q y d de las tensiones en terminales del inversor [V].
- i_{ld} , i_{lq} : Componentes q y d de las corrientes de red [A].

- r : Resistencia del filtro inductivo [Ω].
- L : Inductancia del filtro inductivo [H].
- ω : Frecuencia de la red [rad/s].

De esta manera y teniendo en cuenta que el PI adquiere la forma de una función de transferencia de primer orden, la referencia [82] proporciona el cálculo de los parámetros de control como:

$$K_{plq} = K_{pld} = \frac{L}{\lambda} \quad (\text{Ec. 38})$$

$$K_{ilq} = K_{ild} = \frac{r}{\lambda} \quad (\text{Ec. 39})$$

Donde:

- K_{plq} y K_{pld} : Parámetros proporcionales de los lazos de control de corriente q y d.
- K_{ilq} y K_{ild} : Parámetros integrales de los lazos de control de corriente de q y d.
- L : Inductancia [H].
- r : Resistencia [Ω].

Como se observa en la imagen general del esquema de control planteado la salida de estos controladores es una tensión que sirve como consigna para el SVPWM pero antes deben cambiar de referencia utilizando la transformada de Clark. El SVPWM utilizará estos valores de tensión como consignas para el ciclo de trabajo de los transistores.

5. Mercado Energético Alemán

En Alemania una instalación de almacenamiento de energía puede participar de dos mercados: el Spot Market que permite el intercambio europeo de energía y en el mercado de reservas de control de frecuencia. En este apartado se procede a explicar ambos.

5.1. Mercado de Reservas de Control

En Alemania, el mercado de las reservas de control se guía por la Oficina del Consorcio Federal (Bundeskartellamt-BkartA) y se basa en la oferta de subastas en el Mercado Control de Reservas Alemán donde participan operadores y clientes.

Los clientes que participan en este mercado pueden ser generadores o cargas. Se pueden juntar diferentes unidades técnicas para participar en el mercado, de esta manera los pequeños ofertantes también pueden participar. La plataforma de internet www.regelleistung.net permite la comunicación ente TSOs y clientes.

Según la TSO Consentec GmbH [61], la StormNZV (*Electricity Network Access Ordinance*) dice que los procedimientos de pre-cualificación necesarios para las unidades de reservas de control corresponden a la TSO del área en que se encuentran, independientemente del nivel de tensión y se encuentran recogidos en Código de Transmisión Alemán (apéndice D). Entre los requisitos para entrar dentro del mercado de reservas es necesario un tiempo de despliegue de las reservas de 30 segundos para PCR, 5 minutos para SCR, y 15 minutos para TCR. En el año 2014, en Alemania, había 14 entidades pre-cualificadas para proporcionar PCR, 20 para SCR y 36 para TCR [61].

5.1.1. Mercado de PCR

- Cooperación de los mercados de PCR alemán, belga, holandés, francés, suizo y austriaco, siendo el mercado de PCR más grande de Europa con más de 1350 MW.
- Las publicaciones de las ofertas se hacen cada martes a las 15:00 horas.
- Desde enero de 2018 se procuran 1400 MW de PCR.
- Cada país puede exportar hasta el 30% de sus necesidades de PCR, pero nunca menos de 100 MW. Bélgica, Dinamarca, Holanda, Austria y Suiza pueden exportar hasta 100 MW; Francia, 160 MW; y Alemania, 186 MW.
- Mínima oferta de 1 MW; incrementos de 1 MW.
- Precio por capacidad ofertada.
- Méritos por precio de capacidad.

5.1.2. Mercado d SCR

- Cada TSO es el único contratante de las ofertas, si un ofertante tiene unidades técnicas en diferentes áreas con diferentes TSOs se debe llegar a un acuerdo con todas las TSOs.
- Con la publicación de cada oferta de SCR en la plataforma de internet las TSO anuncian el total requerido en cada área.
- Las publicaciones de las ofertas se hacen cada miércoles.
- Mínima oferta de 5 MW; incrementos de 1 MW.
- Precio por capacidad y energía ofertada.
- Méritos por precio de energía.
- Dos divisiones de tiempo: *peak* (horas pico) y *off-peak* (horas no pico).

5.1.3. Mercado de TCR o MR (*minute reserve*)

- Las publicaciones de las ofertas se hacen cada día a las 10:00 horas.
- Mínima oferta de 5 MW; incrementos de 1 MW.
- Precio por capacidad y energía ofertada.
- Méritos por precio de energía.
- Seis divisiones de tiempo en bloques de 4 horas

A modo de resumen se ofrece un esquema para los tres tipos de reservas de control:

	PCR	SCR	TCR
tender period	weekly	weekly	daily
tender time	as a rule on Tuesdays (W-1)	as a rule on Wednesdays (W-1)	as a rule Mo-Fri, 10 a.m.
product time-slice	none (total week)	peak: Mo-Fri, 8 a.m. to 8 p.m., without public holiday off-peak: residual period	6 x 4 blocks of hour
product differentiation	none (symmetric product)	positive / negative SCRL	positive / negative TCR
minimum bid amount	1 MW	5 MW	5 MW (submission of bid for a block of max. 25 MW possible)
increment of bid	1 MW	1 MW	1 MW
call for tender	capacity price merit-order	energy price merit-order	energy price merit-order
remuneration	pay-as-bid (capacity price)	pay-as-bid (capacity price and energy price)	pay-as-bid (capacity price and energy price)

Il·lustració 33. Esquema-resumen de los tres tipos de reservas de control: PRC, SRC y MR o TRC. (Fuente: [61]).

5.2. Mercados diario e intradiario (*The Spot Market*)

En el oeste de Europa y en el Reino Unido, el Intercambio de Potencia Europeo (a partir de ahora EPEX SPOT, del inglés *European Power Exchange*) es el encargado de operar los mercados de electricidad. Se basa en unas Reglas de Mercado sobre la operación y organización del intercambio, un Código de Conducta que deben seguir los miembros para la máxima transparencia, y una Reglas de Operación con contenidos más detallados sobre el mercado como los límites de precio, tipos de bloques, etc. Hay dos procesos diferentes de comercio: las subastas y el comercio continuado.

Además, hay varios índices de los precios de electricidad, por ejemplo, el ELIX (*European Electricity Index*) es una marca registrada entre el *European Energy Exchange* AG y el EPEX SPOT SE y tiene en cuenta el precio del mercado diario (day-ahead) con una precisión de dos decimales en €/MWh. El PHELIX es el índice de electricidad física de Alemania y Austria (también EPEX SPOT DE/AT). SWISSIX, EPEX DAY AHEAD AUCTION FR, BELIX, EPEX DAY AHEAD AUCTION NL, EPEX DAY AHEAD AUCTION GB y EPEX HALF HOUR DAY AHEAD AUCTION GB, representan los índices de Suiza, Francia, Bélgica, Holanda y Reino Unido (este último desplegado en dos índices diferentes según si es precio horario o cada media hora). En cuanto al mercado intradiario, está el índice HOURLY INTRADAY CONTINUOUS INDEX que tiene en cuenta cada periodo de los 7 mercados miembros. Además, algunos países tienen índices para cada 15 o 30 minutos. En 2017 los 285 miembros del EPEX comercializaron 535 TWh. [17] y [18].

5.2.1. Mercado diario (Day-Ahead Market) en las TSOs de Alemania/Austria

- Cada día, a las 12:00 horas se hacen las subastas de energía para las siguientes 24 horas.
- Incremento mínimo de potencia de 0.1 MW.
- Incremento mínimo de precio 0.1 €/MWh.
- TSOs involucradas: Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, 50Hertz Transmission GmbH, TransnetBW GmbH y Austrian Power Grid.

El mercado diario se puede subastar horas individuales o bloques horarios.

- Horas individuales: hasta 256 combinaciones de precio/MWh se pueden producir para el día siguiente, aunque no tienen que ser los mismos valores para cada hora. El precio varía entre -500 €/MWh y 3000 €/MWh.
- Bloques horarios: agrupan varias horas en un bloque y se acepta el bloque entero o no se acepta. La máxima potencia de cada bloque es de 600 MW y un máximo de 100 bloques se pueden subastar.

5.2.2. Mercado intradiario

El mercado intradiario tiene dos modalidades: subastas y comercio continuado. En este mercado intradiario solamente están involucradas las TSOs alemanas, no las austriacas.

Las subastas del mercado intradiario tiene las mismas características que en el mercado diario, pero se realizan cada día a las 15:00 horas en bloques de 15 minutos para los 96 cuartos de hora del día siguiente.

El mercado intradiario continuado comercializa energía para ser consumida en el mismo día o día siguiente en bloques horarios, horas individuales o periodos de 15 minutos. Los incrementos de potencia comercializada son como mínimo de 0.1 MW y del precio, de 0.1 €/MWh con valores comprendidos entre los -9999€ y los 9999€.

6. Modelos de Negocio

Como se ha visto, un sistema ESS puede participar en el mercado de reservas de control o en el Spot Market obteniendo unos ingresos muy diferentes de ambos mercados.

Participando en el Spot Market los sistemas ESS suelen utilizarse para almacenar energía renovable y posponer la producción (*time-shift*), esta ideología se está empezando a implementar en Alemania donde se pretende conseguir entre un 40% y un 45% de generación renovable para 2025, entre el 55% y el 60% para 2035 y al menos el 80% para el 2050 [15] y [16]. Para la venta de esta energía se utiliza el precio publicado en la web del EPEX SPOT, concretamente bajo el índice PHELIX que corresponde al mercado de Alemania y Austria. A continuación, se muestra una media anual de los precios horarios de las subastas en el mercado diario de electricidad en el Spot Market, estos se pueden encontrar en la web del EPEX SPOT [14].

Hora	Promedio Anual (€/MWh)
00:00 - 01:00	27.37
01:00 - 02:00	25.50
02:00 - 03:00	24.24
03:00 - 04:00	23.70
04:00 - 05:00	24.20
05:00 - 06:00	26.23
06:00 - 07:00	32.31
07:00 - 08:00	39.32
08:00 - 09:00	41.47
09:00 - 10:00	40.10
10:00 - 11:00	38.41
11:00 - 12:00	37.60
12:00 - 13:00	34.81
13:00 - 14:00	32.86
14:00 - 15:00	32.11
15:00 - 16:00	33.42
16:00 - 17:00	35.86
17:00 - 18:00	41.25
18:00 - 19:00	44.42
19:00 - 20:00	44.45
20:00 - 21:00	40.64
21:00 - 22:00	36.75
22:00 - 23:00	34.65
23:00 - 24:00	29.16
Promedio Diario (€/MWh)	34.20

Tabla 2. Media anual de los precios horarios de energía en el Spot Market en base al índice PHELIX. (Fuente: Elaboración propia basada en los valores diarios de las subastas del mercado diario (Day-Ahead Market) de 2017 publicados en [14]).

Participando en el mercado de reservas de control la instalación ESS puede obtener unos ingresos mayores que participando en el Spot Market. En este mercado se obtiene un precio por potencia

disponible para cada semana del año, desde la web del mercado de reservas www.regelleistung.net se pueden obtener los precios por potencia para PCR semanalmente con una media semanal de 2872.63 €/MW entre los años 2015, 2016 y 2017.

Promedio semanal de precio por capacidad 2015-2016-2017	(€/MW)
Precio Promedio (€/MW)	2872.63
Precio Máximo (€/MW)	4935.25
Precio Mínimo (€/MW)	1771.78
Varianza (σ^2)	596362.34
Desviación estándar	772.25
Desviación promedio	628.48

Tabla 3. Características de los precios obtenidos para el mercado de reservas PCR durante los años 2015, 2016 y 2017. (Fuente: elaboración propia basada en los valores obtenidos en [64]).

Para la obtención de la varianza, la desviación estándar y la desviación media se ha procedido de la siguiente manera:

$$\sigma^2 = \text{varianza} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2}{n} \quad (\text{Ec. 40})$$

$$\sigma = \text{desviación estándar} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2}{n}} \quad (\text{Ec. 41})$$

$$\text{desviación media} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})}{n} \quad (\text{Ec. 42})$$

Donde:

- σ^2 : Varianza [€/MW].
- σ : Desviación estándar [€/MW].
- i : Semana de muestra.
- x_i : Valor de precio de la semana i [€/MW].
- \bar{X} : Valor promedio de precio [€/MW].
- n : Número de semanas de la muestra.

Como se puede observar, el precio de potencia en el mercado de reservas PCR ha ido bajando de valor en los últimos años, en 2015 el precio medio era de 3634.39 €/MW; en 2016, de 2551.85 €/MW y en 2452.47 €/MW.

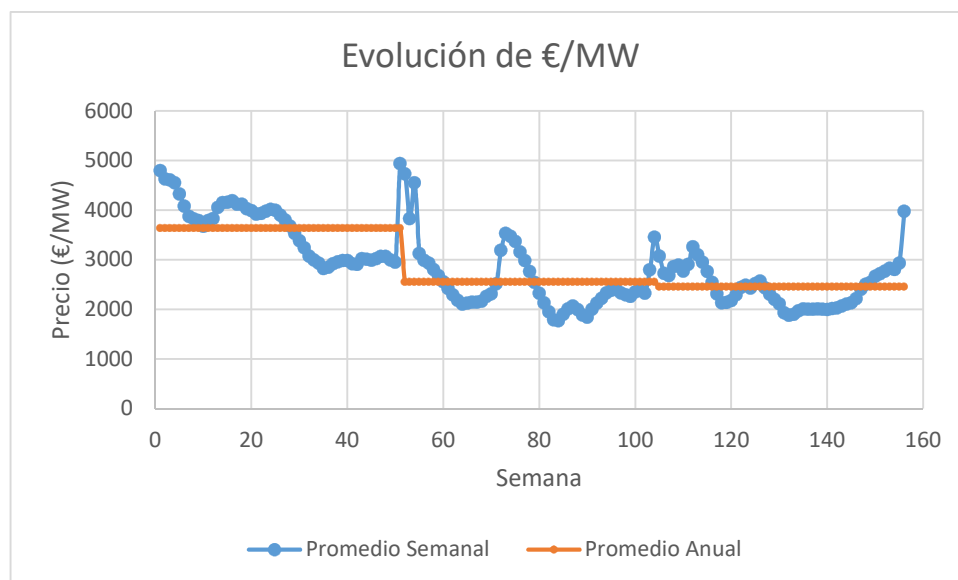


Gráfico 1. Gráfico evolutivo del precio de las reservas para PCR desde el 5 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2017. (Fuente: Elaboración propia mediante los datos obtenidos en [13]).

De acuerdo con Kassing en [12], la participación en el Spot Market es menos lucrativa y más complicada que en el mercado de reservas. Esto se debe a varios factores entre ellos por tener un precio que varía mucho en el periodo de un día (para lo que Kassing decide escoger un precio igual al promedio diario más la desviación estándar). También por el hecho de que el dimensionado de la instalación debe tener en cuenta las variaciones en la salida de la generación que pueden ser también importantes dependiendo de si la generación renovable es solar o eólica y no solamente se dan variaciones de generación en un día, sino también en periodos estacionales. Por último, se tiene que tener en cuenta el precio e transportar la energía desde la generación hasta el sistema ESS ya que es necesaria una conexión a la red y, por tanto, un pago por utilizarla.

Por todo ello el presente trabajo se centrará exclusivamente en la viabilidad y cálculo de amortización de la inversión para sistemas ESS que trabajen en el mercado de reservas de control para PCR.

7. Modelo económico de análisis de los ESS

Los sistemas de almacenamiento energético (ESS a partir de ahora, del inglés *Energy Storage System*) pueden ser diversos en cuanto a tecnología y sus componentes se adaptarán a la utilidad final del mismo. La finalidad de este capítulo es proporcionar un modelo de análisis económico de un ESS teniendo en cuenta los diferentes costes que lo componen, a saber, costes de capital (C_C), costes de operación y mantenimiento (C_{OM}), costes de recambio (C_R) y costes de fin de vida (C_{EOL}).

Una variable que relaciona los diferentes conceptos de costes es el coste anualizado del ciclo de vida (C_{Cost}) que contempla, no solamente la suma de los diferentes costes, sino también la evolución del precio de los mismos a lo largo del tiempo de vida de la instalación y la inflación. De esta manera se puede obtener un valor de costes de la instalación para cada año:

$$C_{Cost} = C_C + C_{OM} + C_R + C_{EOL} \quad (\text{Ec. 43})$$

A continuación, en el capítulo se verá cómo se el valor actualizado anual (o anualizado) para cada uno de los diferentes costes.

El valor normalizado del coste de la energía (LCOE a partir de ahora, del inglés *Levelized Cost Of Energy*) expresa, anualmente, cuánto dinero cuesta cargar el ESS por unidad de energía teniendo en cuenta el número de horas de operación y el número de días en que el sistema está operativo anualmente. Otra posible manera de encontrar el LCOE es teniendo en cuenta el número de ciclos de descarga y la duración de cada descarga. Es de esperar, por tanto, que las unidades que expresen el LCOE sean c€/kWh.

$$LCOE = 100 \cdot \frac{C_{Cost}}{n_d \cdot h_d} = 100 \cdot \frac{C_{Cost}}{h_o \cdot d} \quad (\text{Ec. 44})$$

Dónde:

- C_{Cost} : Coste anualizado del ciclo de vida [€].
- n_d : Número de ciclos de descarga.
- h_d : Horas de descarga del ciclo [h].
- h_o : Horas operativas diarias [h].
- d : Días de operación anuales.

7.1. Costes de Capital

Los costes de capital hacen referencia a la inversión económica realizada para llevar a cabo la construcción de la planta ESS y todo lo que conlleva. Dentro de los costes de capital se incluyen los costes del propio contenedor de almacenamiento (C_S), los costes del sistema de convertidores de potencia (C_{PCS}) y los que se conocen como costes de balance de la planta (C_{BP}). Los costes de capital

serían el resultado de la suma de todos, pero además debe tenerse en cuenta el valor anual del coste de capital además de la inflación aplicada.

A continuación, se detallan cada uno de los costes que forman parte de los costes de capital.

7.1.1. Costes del Sistema de Almacenamiento

Los costes asociados al contenedor de almacenamiento vienen determinados por la capacidad del mismo, la profundidad de descarga y la eficiencia entre la energía de entrada (E_{in}) y salida (E_{out}) (carga y descarga, respectivamente). La profundidad de descarga es muy importante puesto que cuanto menor sea ésta mayor será el contenedor necesario para almacenar una misma capacidad y viceversa:

$$C_S = c_s \cdot \frac{E}{DoD_{max} \cdot \mu} \quad (\text{Ec. 45})$$

$$\mu = \frac{E_{in}}{E_{out}} \quad (\text{Ec. 46})$$

Donde:

- c_s : Coste específico por unidad de capacidad [€/kWh].
- E : Capacidad del almacenamiento [kWh].
- DoD: Profundidad de descarga (del inglés, *Depth of Discharge*) [pu].
- μ : Eficiencia del ciclo [pu].

7.1.2. Costes del Sistema de Conversión de Potencia

Los costes asociados al sistema de conversión de energía que permite la conexión a la red dependen de la potencia de la instalación ESS y representan la electrónica de conversión de potencia en caso de disponer de baterías. También, en caso de disponer de un sistema de almacenamiento mediante bombeo de agua (PHS del inglés *Pumped Hydroelectric Storage*), representa el coste de la turbina y generador eléctrico. Estos costes se encuentran de la siguiente manera:

$$C_{PCS} = c_{pcs} \cdot P \quad (\text{Ec. 47})$$

Donde:

- c_{pcs} : Costes específicos por unidad de potencia [€/kW].
- P : Potencia del almacenamiento [kW].

7.1.3. Costes del Balance de la Planta

Sistemas secundarios como los de enfriamiento de maquinaria, monitorización, estanqueidad, además de elementos de protección, transformadores y otros son considerados en los costes de balance de la planta. Es de esperar, pues, que en sistemas ESS como los de bombeo de agua, PHS, los costes relacionados con el balance de la planta sean considerablemente mayores a sistemas ESS con baterías. Con bombeo de agua son necesarios edificios de monitorización que con baterías no son necesarios y el control de éstas se incluye en la propia generación.

$$C_{BP} = c_{bp} \cdot P \quad (\text{Ec. 48})$$

Donde:

- c_{bp} : Costes específicos por unidad de potencia [€/kW].
- P : Potencia del almacenamiento [kW].

7.1.4. Costes de Capital Anualizados

Tal y como se ha explicado, los costes de capital están formados por la suma de los del sistema de almacenamiento (C_S), el sistema de convertidores de potencia (C_{PCS}) y los del balance de la planta (C_{BP}).

$$C_I = C_S + C_{PCS} + C_{BP} \quad (\text{Ec. 49})$$

C_I (coste de capital inicial) representa un valor monetario en €, sin embargo, es interesante para operaciones posteriores obtener dicho valor expresado por unidad de potencia del ESS. También es importante tener en cuenta el factor de recuperación del capital (CRF del inglés *Capital Recovery Factor*) que pretende hacer una valorización anual del C_I y donde se incluye la devaluación del dinero a lo largo de los años de vida de la instalación ESS. Este CRF se obtiene de la siguiente manera:

$$CRF = \frac{i \cdot (1 + i)^Y}{(1 + i)^Y - 1} \quad (\text{Ec. 50})$$

Donde:

- CRF: Factor de Recuperación de Capital
- i : Tasa de descuento real (pu).
- Y : Años de vida de la instalación.

$$C_C = \frac{C_I}{P} \cdot CRF \quad (\text{Ec. 51})$$

Donde P es la potencia de la instalación de ESS.

7.2. Costes de Operación y Mantenimiento

Los costes debidos a la operación y mantenimiento del sistema ESS se dividen en dos grupos: aquellos que no dependen de la utilización del mismo y, por tanto, son unos costes fijos anuales; y aquellos que varían con la utilización. En cualquiera de los casos estos costes vienen determinados por la potencia de la instalación ESS.

$$C_{OM} = C_{OM_F} + C_{OM_V} \quad (\text{Ec. 52})$$

Donde:

- C_{OM} : Costes de Operación y Mantenimiento [€/kW·año].
- C_{OM_F} : Costes de Operación y Mantenimiento Fijos [€/kW·año].
- C_{OM_V} : Costes de Operación y Mantenimiento Variables [€/kW·año].

7.2.1. Costes fijos

Los costes fijos incluyen los gastos que se puedan derivar de la contratación de servicios para el correcto mantenimiento de la instalación. Aunque estos gastos dependan de un coeficiente fijo por unidad de potencia, se ha de tener en cuenta el factor de recuperación capital y una actualización anual de precio de los mismos, de manera:

$$C_{OM_F} = c_{om_f} \cdot L_f \quad (\text{Ec. 53})$$

$$L_f = CRF \cdot \sum_{x=1}^{x=Y} \frac{(1 + d_f)^x}{(1 + i)^x} \quad (\text{Ec. 54})$$

Donde:

- C_{OM_F} : Costes de Operación y Mantenimiento Fijos [€/kW·año].
- c_{om_f} : Coeficiente de costes de operación y mantenimiento fijos [€/kW·año].
- L_f : Factor de actualización anual de los costes de operación y mantenimiento fijos.
- CRF : Factor de Recuperación de Capital.
- d_f : Tasa de variación de los costes de operación y mantenimiento fijos [pu].
- i : Tasa de descuento real [pu].
- x : Año de estudio.
- Y : Años de vida de la instalación ESS.

Existe, además, el caso en que debido a la tecnología de almacenamiento (principalmente aquellas que ofrecen servicios de calidad de potencia) sea necesario comprar electricidad a la red para compensar

las pérdidas de autodescarga y recuperar el SoC (Estado de Carga, del inglés *State of Charge*) del almacenamiento. Esta compra de electricidad se incluye en el apartado de costes fijos ya que el ESS se encuentra conectado al sistema de potencia, listo para funcionar en cualquier momento durante un breve periodo (servicios de calidad), produciéndose así una autodescarga del mismo, situación que se conoce como *standby*.

En estos casos los costes fijos han de contemplar también el precio de la electricidad que se compra y la autodescarga del sistema ESS, además de la variación del coste de la electricidad y la actualización anual de dichos costes.

$$C_{OMF} = c_{omf} \cdot L_f + \frac{c_{el}}{100} \cdot \frac{d}{24} \cdot \vartheta \cdot L_{el} \quad (\text{Ec. 55})$$

$$L_{el} = CRF \cdot \sum_{x=1}^{x=Y} \frac{(1+e)^x}{(1+i)^x} \quad (\text{Ec. 56})$$

Donde:

- C_{OMF} : Costes de Operación y Mantenimiento Fijos [€/kW·año].
- c_{omf} : Coeficiente de costes de operación y mantenimiento fijos [€/kW·año].
- L_f : Factor de actualización anual de los costes de operación y mantenimiento fijos.
- c_{el} : Precio de la electricidad [c€/kWh].
- d : Días de operación anuales.
- ϑ : Ratio de autodescarga diaria.
- L_{el} : Factor de actualización anual del coste de la electricidad.
- CRF : Factor de Recuperación de Capital.
- e : Tasa de variación anual del precio de la electricidad [pu].
- i : Tasa de descuento real (pu).
- x : Año de estudio.
- Y : Años de vida de la instalación ESS.

7.2.2. Costes variables

Como el nombre indica, los costes dependen de la utilización y mantenimiento del ESS a lo largo de su vida útil. Estos costes incluyen, principalmente, la compra de energía para poder llevar a cabo servicios como seguimiento de carga o *peak shaving* donde picos de potencia demandada son cubiertos con energía del ESS.

Esta energía que se debe comprar para el funcionamiento de almacenamiento puede ser eléctrica y/o gas natural, como es el caso de sistemas CAES de aire comprimido (del inglés, *Compressed Air Energy*

Storage). En tales casos ha de tenerse en cuenta los precios de electricidad y gas natural (si procede), la actualización anual de dichos precios, cuántos ciclos de carga y la duración de los mismos o el número de horas operativas diarias y el de días operativos anuales.

$$C_{OMV} = \left(\frac{c_{el}}{100 \cdot \mu} \cdot L_{el} + \frac{c_{gas}}{10^6} \cdot r_{gas} \cdot L_{gas} \right) \cdot n_d \cdot h_d \quad (\text{Ec. 57})$$

$$= \left(\frac{c_{el}}{100 \cdot \mu} \cdot L_{el} + \frac{c_{gas}}{10^6} \cdot r_{gas} \cdot L_{gas} \right) \cdot h_o \cdot d$$

$$L_{gas} = CRF \cdot \sum_{x=1}^{x=Y} \frac{(1+b)^x}{(1+i)^x} \quad (\text{Ec. 58})$$

Donde:

- C_{OMV} : Costes de Operación y Mantenimiento Variables [€/kW·año].
- c_{el} : Precio de la electricidad [c€/kWh].
- μ : Eficiencia del ciclo [pu].
- L_{el} : Factor de actualización anual del coste de la electricidad.
- c_{gas} : Precio del gas natural [€/GJ].
- r_{gas} : Tasa de consumo de gas natural por unidad de energía eléctrica proporcionada [MJ/kWh].
- L_{gas} : Factor de actualización anual del coste del gas natural.
- n_d : Número de ciclos de descarga.
- h_d : Horas de descarga del ciclo [h].
- h_o : Horas operativas diarias [h].
- d : Días de operación anuales.
- CRF : Factor de Recuperación de Capital.
- b : Tasa de variación anual del precio del gas natural [pu].
- i : Tasa de descuento real (pu).
- x : Año de estudio.
- Y : Años de vida de la instalación ESS.

7.3. Costes de Recambio

Algunas partes de la instalación ESS deben ser cambiadas debido al desgaste antes del tiempo de vida útil de la misma. En el caso de ESS basados en baterías el elemento que se deteriora con más celeridad es el taque contenedor o célula de la batería, mientras que en el caso de ESS basados en hidrógeno son el electrolizador y la célula de combustible. Sin embargo, otros sistemas como el de conversión de potencia son más longevos y pueden ser utilizados durante todo el periodo de vida de la instalación.

En el caso de ESS basado en baterías, para calcular los costes anuales de recambio de los contenedores debe tenerse en cuenta un coeficiente de costes de recambio (que suele ser bastante similar al de los costes por unidad de capacidad, c_s), la eficiencia del ciclo de carga de la batería, el número de cambios a realizar durante el tiempo de vida de la instalación, el tiempo de recambio, las horas de descarga y la actualización anual de los costes.

$$C_R = \frac{c_r \cdot h_d}{\mu} \cdot k \cdot L_r \quad (\text{Ec. 59})$$

$$L_r = CRF \cdot \sum_{y=1}^{y=k} \frac{1}{(1+i)^{y \cdot Y}} \quad (\text{Ec. 60})$$

Donde:

- C_R : Costes de Recambio [€/kW·año].
- c_r : Coeficiente de costes de recambio [€/kWh].
- h_d : Horas de descarga [h].
- μ : Eficiencia del ciclo [pu].
- k : Número de recambios durante el tiempo de vida de la instalación ESS.
- L_r : Factor de actualización anual del coste de recambios.
- CRF : Factor de Recuperación del Capital.
- y : Número del recambio.
- Y : Periodo de recambio.

En el caso de sistemas ESS basados en hidrógeno el electrolizador y la célula de combustible suelen ser reemplazados antes incluso que los tanques de las baterías debido a que tienen un periodo de recambio menor. En este caso c_r suele estar expresado por unidad de potencia en lugar de energía (€/kW):

$$C_R = c_r \cdot k \cdot L_r \quad (\text{Ec. 61})$$

7.4. Costes de Fin de Vida

Una vez la instalación ESS acaba su vida útil, es necesario su desmantelamiento y reciclado. Los sistemas ESS basados en baterías pueden contener materiales que deben ser tratados con cuidado debido a su impacto medioambiental mientras que sistemas como el CAES y PHS, debido a su gran tamaño, generan unos gastos de desmantelamiento importantes. Así pues, los costes anuales debido de fin de vida de la instalación dependen de un coeficiente por unidad de potencia y de la actualización anual de los mismos.

$$C_{EoL} = c_{eol} \cdot L_f \quad (\text{Ec. 62})$$

Donde:

- C_{EoL} : Costes de Fin de Vida (del inglés, *End of Life*) [€/kW·año].
- c_{eol} : Coeficiente de costes de fin de vida [€/kW].

7.5. Resumen de datos

A continuación, se presenta una lista de todas las variables y fórmulas utilizadas en el capítulo:

Variable	Descripción	Unidades	Fórmula
C_{Cost}:	Coste anualizado del ciclo de vida	[€]	$C_{Cost} = C_C + C_{OM} + C_R + C_{EoL}$
LCOE:	Valor normalizado del coste de la energía (del inglés, <i>Levelized Cost Of Energy</i>)	[€]	$LCOE = 100 \cdot \frac{C_{Cost}}{n_d \cdot h_d}$ $= 100 \cdot \frac{C_{Cost}}{h_o \cdot d}$
n_d:	Número de ciclos de descarga		Depende de la tecnología y uso
h_d:	Horas de descarga del ciclo	[h]	Depende de la tecnología y uso
h_o:	Horas operativas diarias	[h]	Depende de la tecnología y uso
d:	Días de operación anuales		Depende de la tecnología y uso
C_s:	Costes de Almacenamiento	[€]	$C_s = c_s \cdot \frac{E}{DoD_{max} \cdot \mu}$
c_s:	Coste específico por unidad de capacidad	[€/kWh]	Depende de la tecnología y uso
E:	Capacidad del almacenamiento	[kWh]	Depende de la tecnología y uso
DoD:	Profundidad de descarga (del inglés, <i>Depth of Discharge</i>)	[pu]	Depende de la tecnología y uso
μ:	Eficiencia del ciclo	[pu]	$\mu = \frac{E_{in}}{E_{out}}$
C_{Pcs}:	Costes del Sistema de Conversión de Potencia	[€]	$C_{Pcs} = c_{pcs} \cdot P$

c_{pcs}:	Costes específicos por unidad de potencia	[€/kW]	Depende de la tecnología y uso
P:	Potencia del almacenamiento	[kW]	Depende de la tecnología y uso
C_{BP}:	Costes del Balance de Planta	[€]	$C_{BP} = c_{bp} \cdot P$
c_{bp}:	Costes específicos por unidad de potencia	[€/kW]	Depende de la tecnología y uso
C_I:	Coste de Capital Inicial	[€]	$C_I = C_S + C_{PCS} + C_{BP}$
CRF:	Factor de Recuperación de Capital.		$CRF = \frac{i \cdot (1 + i)^Y}{(1 + i)^Y - 1}$
i:	Tasa de descuento real	[pu]	Se utilizará 8.5%
Y:	Años de vida de la instalación ESS		Se utilizará 20 años
C_C:	Costes de Capital	[€/kW·año]	$C_C = \frac{C_I}{P} \cdot CRF$
C_{OM}:	Costes de Operación y Mantenimiento	[€/kW·año]	$C_{OM} = C_{OM_F} + C_{OM_V}$
C_{OMF}:	Costes de Operación y Mantenimiento Fijos	[€/kW·año]	$C_{OM_F} = c_{om_f} \cdot L_f$ $C_{OM_F} = c_{om_f} \cdot L_f + \frac{c_{el}}{100} \cdot \frac{d}{24} \cdot \vartheta \cdot L_{el}$
C_{OMV}:	Costes de Operación y Mantenimiento Variables	[€/kW·año]	$C_{OM_V} = \left(\frac{c_{el}}{100 \cdot \mu} \cdot L_{el} + \frac{c_{gas}}{10^6} \cdot r_{gas} \cdot L_{gas} \right) \cdot n_d \cdot h_d =$ $\left(\frac{c_{el}}{100 \cdot \mu} \cdot L_{el} + \frac{c_{gas}}{10^6} \cdot r_{gas} \cdot L_{gas} \right) \cdot h_o \cdot d$
C_{omf}:	Coeficiente de costes de operación y mantenimiento fijos	[€/kW·año]	Depende de la tecnología y uso
L_f:	Factor de actualización anual de los costes de operación y mantenimiento fijos		$L_f = CRF \cdot \sum_{x=1}^{x=Y} \frac{(1 + d_f)^x}{(1 + i)^x}$
d_f:	Tasa de variación de los costes de operación y mantenimiento fijos	[pu]	
x:	Año de estudio		

Cel:	Precio de la electricidad	[c€/kWh]	
δ:	Ratio de autodescarga diaria		Depende de la tecnología y uso
L_{el}:	Factor de actualización anual del coste de la electricidad		$L_{el} = CRF \cdot \sum_{x=1}^{x=Y} \frac{(1+e)^x}{(1+i)^x}$
e:	Tasa de variación anual del precio de la electricidad	[pu]	
c_{gas}:	Precio del gas natural	[€/GJ]	
r_{gas}:	Tasa de consumo de gas natural por unidad de energía eléctrica proporcionada	[MJ/kWh]	
L_{gas}:	Factor de actualización anual del coste del gas natural		$L_{gas} = CRF \cdot \sum_{x=1}^{x=Y} \frac{(1+b)^x}{(1+i)^x}$
b:	Tasa de variación anual del precio del gas natural	[pu]	
C_R:	Costes de Recambio	[€/kW·año]	$C_R = \frac{c_r \cdot h_d}{\mu} \cdot k \cdot L_r$ $C_R = c_r \cdot k \cdot L_r$
c_r:	Coefficiente de costes de recambio	[€/kWh ó €/kW]	Depende de la tecnología y uso
k:	Número de recambios durante el tiempo de vida de la instalación ESS		Depende de la tecnología y uso
L_r:	Factor de actualización anual del coste de recambios		$L_r = CRF \cdot \sum_{y=1}^{y=k} \frac{1}{(1+i)^{y \cdot \gamma}}$
y:	Número del recambio		
γ:	Periodo de recambio	[años]	
C_{EoL}:	Costes de Fin de Vida (del inglés, <i>End of Life</i>)	[€/kW·año]	$C_{EoL} = c_{eol} \cdot L_f$
c_{eol}:	Coefficiente de costes de fin de vida	[€/kW]	

Lr:	Factor de actualización anual		
-----	-------------------------------	--	--

Tabla 4. Resumen de datos del modelo económico.

8. Análisis de viabilidad de un ESS para PCR

El análisis de viabilidad de este trabajo pretende encontrar el periodo de amortización mediante el modelo económico explicado [82] y las inversiones recibidas anualmente por el mercado de reservas para PCR. Debido a que el control primario puede estar en funcionamiento en paralelo con el secundario se opta por hacer un estudio exclusivamente de sistemas de almacenamiento mediante baterías (BSS) excluyendo otros sistemas que también son usados como control primario inmediato en la regulación de frecuencia como volantes de inercia (FESS), SMES y supercondensadores (SCESS). Por tanto, se hará un análisis con diferentes tipos de baterías para determinar cuál es la más viable, las baterías estudiadas serán las de litio (LiFePO₄, LTO y NMC), las de flujo (ZBB y VRFB), las de plomo-ácido, las de níquel-cadmio y las de sulfuro de sodio.

La instalación de almacenamiento BSS será 1 MWh / 1 MW, es decir, tendrá una potencia de 1 MW que podrá suministrar durante 1 hora. El tiempo de vida de la instalación será un estándar de 20 años suponiendo un ciclo de carga y descarga diario. La tasa de interés será como en la referencia [11] del 8.5%.

Por lo que a ingresos respecta, en la plataforma www.regelleistung.net se pueden obtener los semanales. La media semanal entre 2015 y 2017, ambos inclusive, es de 2872.63 €/MW, teniendo en cuenta que el año tiene 52 semanas los ingresos anuales serán de 149377 €. Para el estudio de este análisis no se ha tenido en cuenta la variación de los ingresos semanales en los próximos 20 años. Esto no se puede asegurar teniendo en cuenta que en estos tres años el valor de los ingresos ha bajado de 185354 € anuales en 2015 a 127528 € anuales. Esto junto con la posible variación de la tasa de interés conlleva a un error en los resultados finales.

ESS	
Capacidad (kWh)	1000
Potencia (kW)	1000
Tasa de interés (pu)	0.085
Vida del Proyecto (años)	20
CRF	0.10567
Ingresos semanales (€/MW)	2872.63
Ingresos semanales (€)	2872.63
Ingresos anuales (€)	149376.75

Tabla 5. Información genérica de la instalación ESS. (Fuente: Propia).

Por lo que a costes de instalación, recambio y operación respecta estos variaran según la tecnología utilizada, en el apartado de Anexos se incluyen las tablas utilizadas en las hojas de cálculos.

Los precios del sistema de almacenamiento (C_s) se han obtenido en gran parte mediante pregunta directa con los fabricantes excepto en algunos casos, como las baterías de plomo-ácido, que han sido encontrados en páginas web de venta de baterías. Algunos fabricantes no publican precios ni han contestado a las peticiones sobre los mismos, es por eso que en el caso de las baterías de sulfuro de sodio se ha buscado información sobre precios de capacidad en la literatura como [82], [7], [10], [9], [80]. En cualquiera de los casos una vez obtenidos los valores de varias fuentes se ha realizado un promedio de estos y se ha procedido a los cálculos de amortización con éste para cada tipo de batería.

Para el precio del sistema de conversión de potencia (C_{PCS}) se ha realizado una búsqueda de inversores cargadores de baterías encontrando una media de 263 €/kW, valor que encaja dentro del rango de valores encontrados en la literatura.

PacifiCorp ofrece un rango de valores de costes de balance de la planta (C_{BP}) para cada tipo de batería, se ha realizado un promedio y se ha utilizado en el estudio [80].

Los costes fijos de operación y mantenimiento (C_{OMF}) se han encontrado en la literatura de diferentes fuentes y se ha realizado un promedio [82], [8], [10], [80].

En cuanto a número de ciclos que puede realizar cada tipo de batería se ha decidido optar por los *datasheets* de los modelos seleccionados y, teniendo en cuenta un ciclo de carga y descarga diario se ha encontrado el número de años de vida que puede proporcionar la batería y, por tanto, el número de recambios necesarios durante la vida del proyecto (20 años).

Los costes de recambio (C_R) son los mismos que los del almacenamiento para todos los tipos de baterías exceptuando las de flujo en que representan solamente la mitad de este valor. Esto es así porque llegado el momento de cambiar la batería de flujo los tanques y electrolito se mantienen, solamente hace falta cambiar los electrodos y la membrana, lo que representa la mitad del coste total.

Los valores de DOD y eficiencia suelen aparecer en los *datasheets* de las baterías. La autodescarga, sin embargo, no siempre aparece con lo que es necesario recurrir a la literatura.

Los factores de conversión para pasar de dólares USD a euros y de libras esterlinas a euros son los siguientes:

$$1 \$ USD = 0.81€ \quad (\text{Ec. 63})$$

$$1£ = 1.13€ \quad (\text{Ec. 64})$$

El cálculo de amortización se ha realizado para todos los tipos de baterías expresados (litio (LiFePO_4 , LTO y NMC), flujo (ZBB y VRFB), plomo-ácido, níquel-cadmio y sulfuro de sodio). Dado que el factor que

más afecta al coste de inversión de un sistema ESS es el coste de almacenamiento (C_s), [82], se ha procedido a realizar dos cálculos de amortización, uno de ellos con el promedio de los costes de almacenamiento obtenido de los diferentes modelos de baterías y otro con el precio más bajo encontrado para cada tipo de batería. En el caso de las baterías de flujo de vanadio redox (VRFB) se realiza solamente un análisis de amortización correspondiente al único modelo del cual se ha podido obtener el precio, por lo que se considera también valor promedio. En el caso de las baterías de sulfuro sodio (NaS) también se muestra solamente un cálculo de amortización, en este caso como no fue posible encontrar el precio de ningún modelo se muestra solamente el precio promedio.

Así pues, para cada tipo de baterías (promedio y modelo más barato) se realiza un análisis de amortización, con esto se pretende encontrar el valor actualizado neto de la instalación BSS y determinar si en el periodo de vida de 20 años se ha amortizado. Para ello se tiene en cuenta la inversión inicial (correspondiente a la suma de los costes de almacenamiento, el sistema de conversión de potencia y el balance de la planta), el coste de los recambios en el año en que toque, los costes de operación y los ingresos. Para cada año:

$$Movimiento_x = Inversion_x + Recambios_x + Operacion_x + Ingresos_x \quad (\text{Ec. 65})$$

Donde:

- x : Es el año de vida de la instalación BSS (entre 1 y 20).
- Inversión, recambios y operación anuales son valores negativos ya que representan una pérdida de dinero mientras que ingresos anuales son valores positivos.

Posteriormente, se actualiza este valor teniendo en cuenta la tasa de interés (i) ya que el precio del dinero se devalúa en este caso un 8.5% anualmente, así, para cada año:

$$Movimiento Actualizado_x = \frac{Movimiento_x}{(1 + i)^x} \quad (\text{Ec. 66})$$

Finalmente, el valor actualizado neto (VAN) representa el valor total de la instalación BSS para cada año, teniendo en cuenta los incrementos (o decrementos) de todos los años anteriores:

$$VAN_x = VAN_{x-1} + Movimiento Actualizado_x \quad (\text{Ec. 67})$$

A continuación, se muestra un ejemplo de la evolución anual del VAN para las baterías de litio NMC. Se puede observar como la elección del modelo de batería es muy importante pues se puede obtener un valor positivo a partir del año 17 y al final de la vida de la instalación las ganancias ascenderían a 121931.57 €

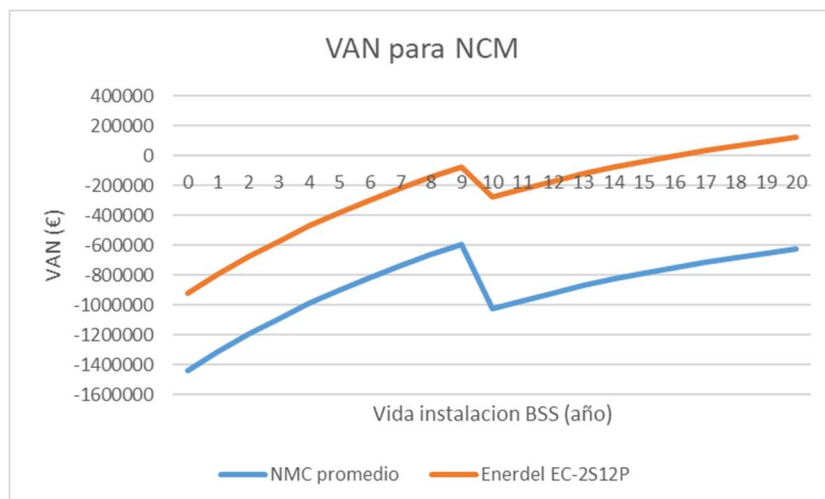


Gráfico 2. Evolución del VAN para baterías de litio NMC. Comparación con el coste de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

Se ha realizado un gráfico comparativo de la evolución del VAN para los diferentes tipos de baterías con los costes de almacenamiento promedio y otro con los costes de almacenamiento del modelo más barato. Se puede apreciar tres grupos: por un lado, los tipos de baterías cuya inversión es amortizable en 20 años ($\text{VAN} > 0$); por otro, los que aun no siendo amortizables ($\text{VAN} < 0$) su VAN va en aumento, con un tiempo de vida más largo es posible que se acabe amortizando; finalmente, aquellos tipos de baterías que aun teniendo VAN negativo éste es decreciente, con lo que nunca serán amortizables.

En promedio, las baterías de flujo (VRFB y ZBB) y las de sulfuro de sodio tienen un VAN positivo en 20 años siendo las VRFB las que consiguen un VAN de 480820.43 €, el más elevado de los tres positivos. No obstante, si observamos el valor del modelo más económico las baterías de litio NMC también entran en el grupo de las amortizables en 20 años con el modelo Enerdel EC-2512P y las LTO son casi amortizables con un VAN de -23098.02 €.

Para el segundo grupo, aquellas baterías que tienen un VAN negativo pero ascendiente se encuentran las de litio (LTO, NMC y LiFePO₄). En promedio se observa que las que tienen un VAN más elevado son las LTO que, a pesar de ser las más caras, a diferencia de las otras dos tienen muchos más ciclos de vida y un DOD del 100%, mientras que las otras dos tecnologías tienen una vida más limitada con un DOD del 80%. El DOD puede elevarse al 100% pero acorando aún más la vida de las baterías con lo que sería necesario hacer más inversiones en recambios de baterías a lo largo de la vida útil de la instalación BSS.

Finalmente, las baterías de plomo-ácido y las de níquel-cadmio son las únicas que no podrán ser nunca amortizables, su VAN va en descenso. Las baterías de plomo-ácido, aun siendo las que tienen un precio por unidad de capacidad de energía (c_s) más bajo tienen unos costes de instalación muy elevados. Esto es así porque tienen un DOD del 30% solamente, aunque tiene la característica de que éste valor puede elevarse hasta el 80% como contrapartida el número de ciclos que es capaz de proporcionar disminuye

significativamente con lo que no es adecuado descargar tan profundamente este tipo de baterías. El modelo UC 230-13 de UltraCell de plomo-ácido permite 1600 ciclos de carga y descarga al 30% del DOD, sin embargo, baja a 700 ciclos si la descarga es al 50% del DOD y hasta 300 ciclos si es al 100% del DOD. Con una descarga al 50% sería necesario recambiar la batería cada 2 años lo que haría más desfavorable económicamente su instalación.

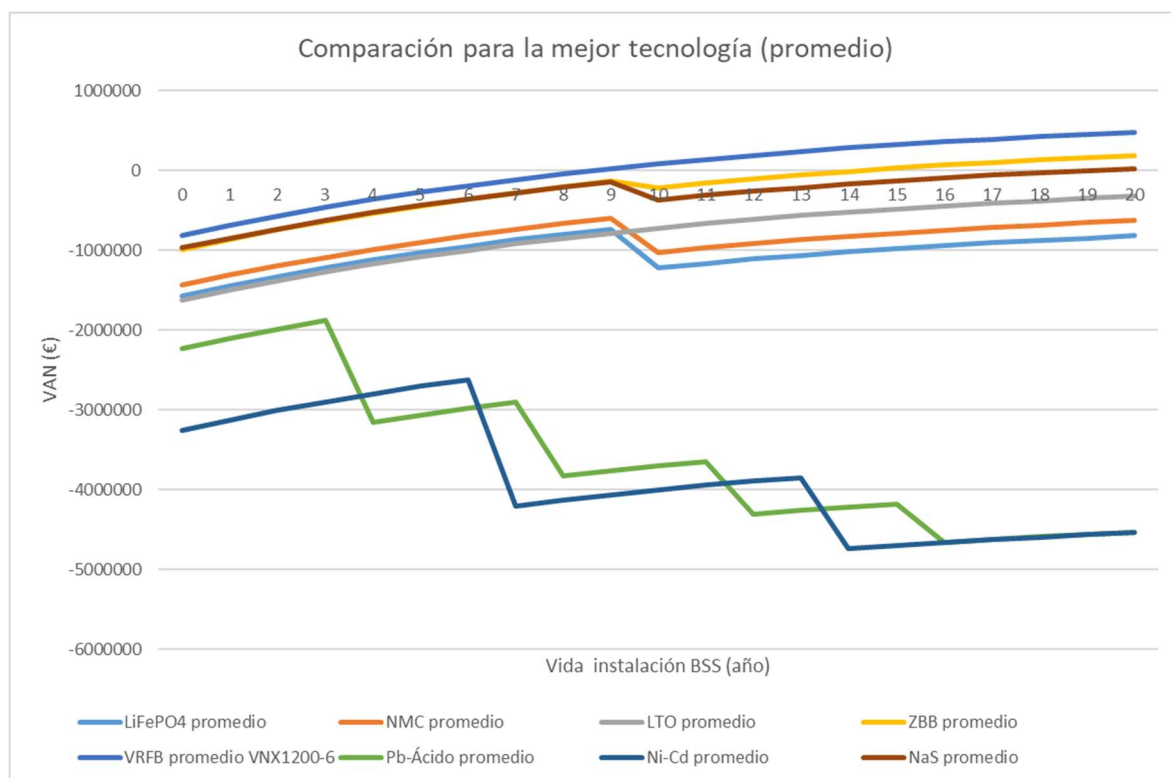


Gráfico 3. Evolución del VAN para los diferentes tipos de tecnologías de baterías. En promedio las baterías de flujo y sulfuro de sodio son las amortizables; las de litio lo serán si se alarga la vida de la instalación; las de plomo-ácido y las de níquel-cadmio no lo serán nunca. (Fuente: Propia).

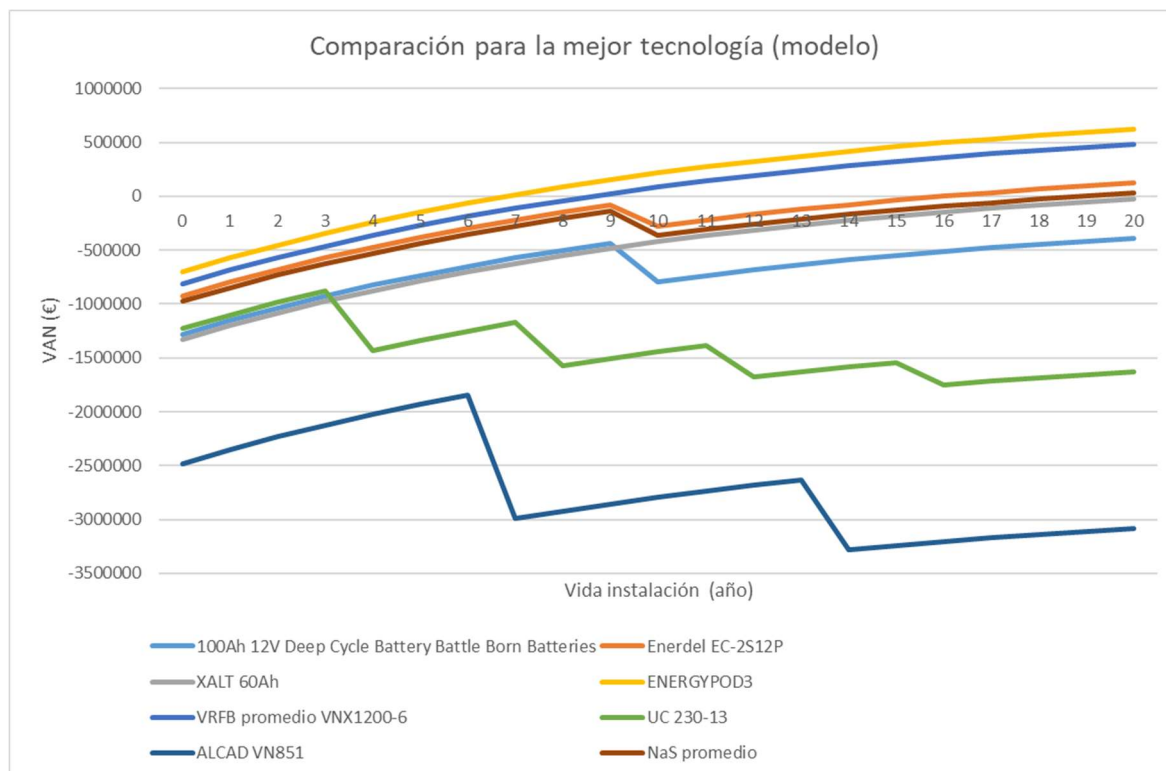


Gráfico 4. Evolución del VAN para los diferentes modelos más baratos de cada tecnología. Los modelos de baterías de flujo, sulfuro de sodio y de litio NMC son amortizables en 20 años; las de litio LTO y LiFePO4 lo podrían ser si se alarga la vida de la instalación; las de plomo-ácido y las de níquel-cadmio no lo serán nunca. (Fuente: Propia).

En el apartado de Anexos se incluye una tabla con los costes de instalación, recambio, operación y mantenimiento, y el número de recambios necesarios, ciclos de carga y descarga, profundidad de descarga, eficiencia, autodescarga y el VAN final de la instalación a 20 años. Además, en la hoja de cálculos se encuentran los gráficos de la evolución del VAN en promedio y en modelo para cada tecnología. También se encuentran los valores del VAN anuales para cada modelo y tecnología. Todos estos gráficos y tablas que aparecen en la hoja de cálculos están en inglés para que puedan ser usados posteriormente para avanzar en un proyecto de continuación por alumnos o personas que no entiendan el español.

8.1. Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad consiste en encontrar el VAN de la instalación variando algunos de sus parámetros independientemente. Este trabajo contempla la variación de la tasa de interés, los ingresos, los costes de capacidad de cada tecnología y el tiempo de vida de las baterías.

En cuanto a la tasa de interés, ésta es variada en un rango comprendido entre el 0% y el 25% con intervalos de 0.5%. De esta manera se puede ver con qué valor de interés es amortizable una

instalación BSS ($VAN > 0$) manteniendo igual el resto de parámetros. Como se observa en los gráficos, a medida que aumenta este parámetro el VAN disminuye de manera exponencial. Son las baterías de flujo y las de sulfuro de sodio las que permiten incrementar la tasa de interés a valores mayores manteniendo el VAN positivo, las VRFB las que permiten hasta un 15.5%.

Se puede observar también que las baterías de plomo-ácido y las de níquel-cadmio presentan un VAN que aumenta con la tasa de interés. Esto es debido a que, al tener tantos recambios que suponen movimientos de caja negativos e ir aumentando el interés quedan valores más pequeños en valor absoluto pero mayores teniendo en cuenta el signo negativo. Es decir, el VAN, aunque aún negativo, va en aumento aproximándose a 0.

Escoger modelos más económicos para cada tipo de batería permite aumentar la tasa de interés manteniendo positivo el VAN. En este caso, el modelo de batería de flujo ZBB modelo ENERGYPOD 3 permite la instalación amortizable hasta con un 19% de tasa de interés. También se puede ver cómo con una tasa de interés menos al 3.5% es más adecuado económicamente escoger la tecnología LTO de batería de litio, a partir de aquí el modelo de NMC es más adecuado.

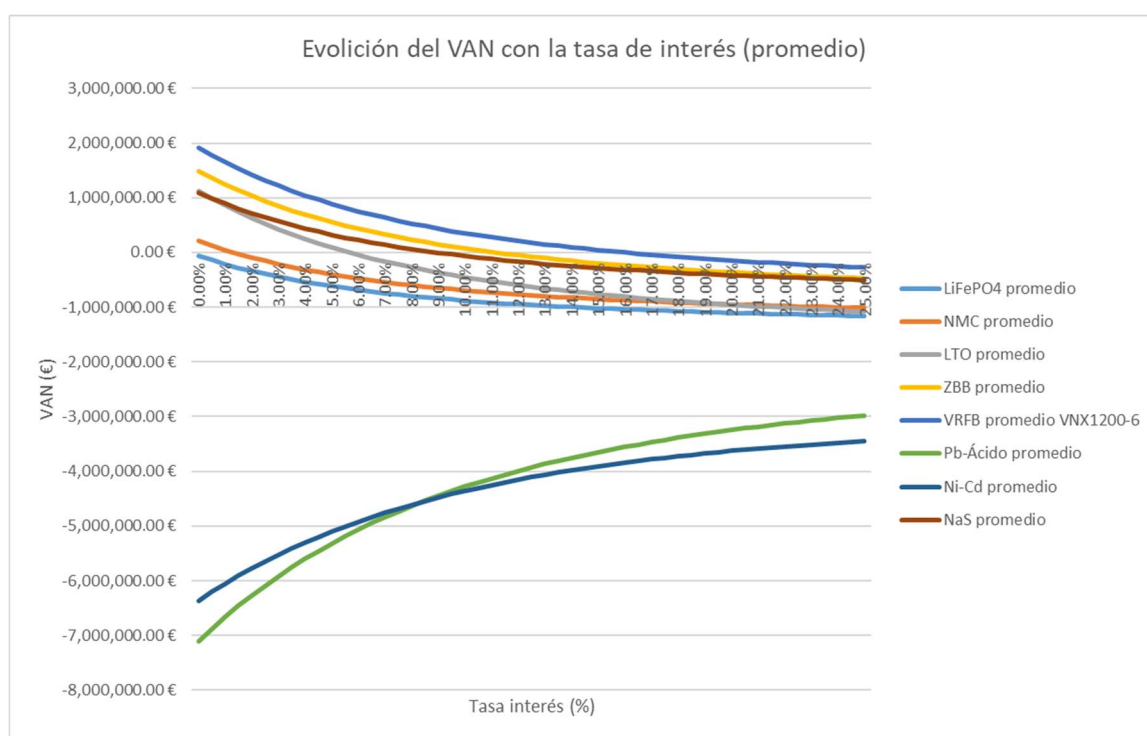


Gráfico 5. Evolución exponencial del VAN para el promedio de cada tipo de batería según la tasa de interés. (Fuente: Propia).

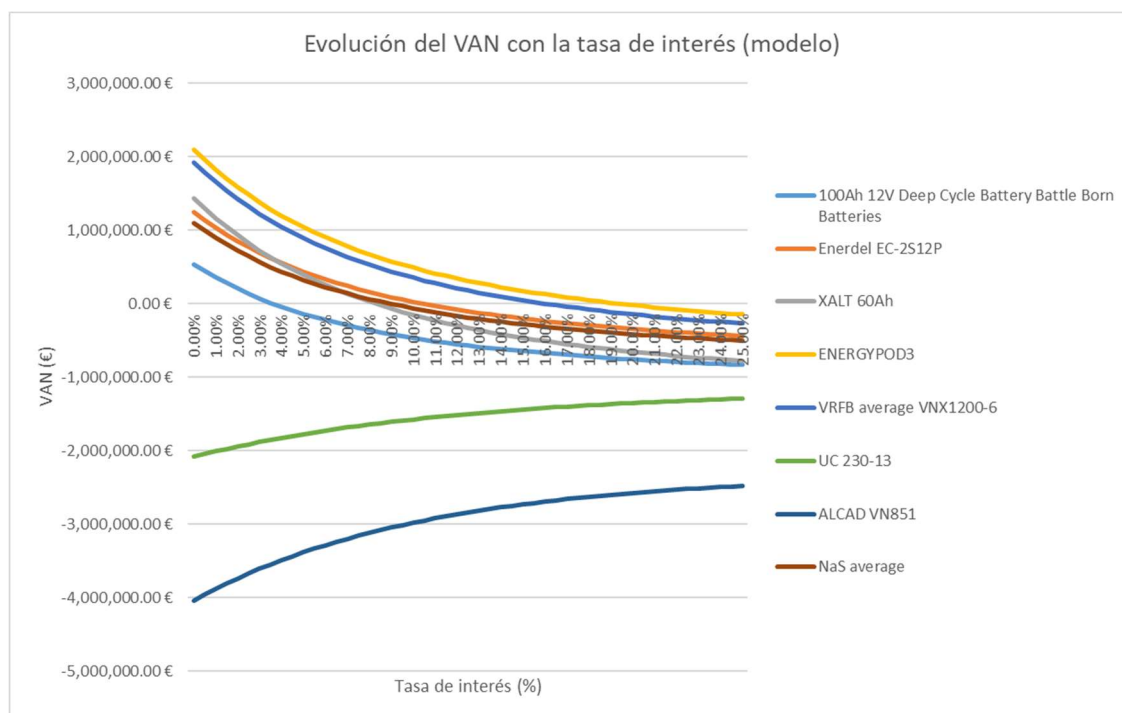


Gráfico 6. Evolución exponencial del VAN para el modelo más barato de cada tipo de batería según la tasa de interés. (Fuente: Propia).

Otro de los parámetros que se modifica en el análisis de sensibilidad es el valor de los ingresos. Hasta ahora se ha hecho con un valor de ingresos correspondiente al promedio del precio por capacidad en el mercado de reservas de control de los años 2015, 2016 y 2017. Sin embargo, se ha mostrado también que este precio comprende valores muy diferentes, entre 1771.78 €/MW y 4935.25 €/MW, dependiendo de la semana. En este análisis se muestra cómo evoluciona el VAN final de la instalación si los ingresos semanales varían entre el mínimo y máximo.

Para ello se han mantenido los costes de operación, los recambios, el coste de instalación y la tasa de interés al 8.5% y se han tomado 25 valores de precio del mercado de reservas de control comprendidos entre el mínimo y el máximo. Teniendo como base un año de 52 semanas se ha encontrado el valor de ingresos anuales para cada valor de precio semanal por potencia que se oferta en el mercado de PCR y se ha procedido a calcular el VAN para cada tipo de batería y cada modelo.

Se observa de este análisis que la evolución del VAN es lineal al incremento de ingresos de la instalación BSS. En el caso del gráfico que muestra el promedio destacan la tecnología de níquel-cadmio y la de plomo-ácido (que en el gráfico de valor promedio de coste de almacenamiento de la tecnología no se aprecia claramente por estar la línea verde bajo la azul) por no llegar a conseguir un VAN positivo en ningún caso, ni siquiera teniendo semanalmente el valor mayor de ingresos conseguido a lo largo de 2015, 2016 y 2017. En el caso de los valores promedios las baterías de flujo VRFB son las más económicas, pues con ingresos de aproximadamente 1900 €/MW en el mercado de reservas PCR ya

sería amortizable en 20 años, seguidas de las ZZB. Las baterías NMC de litio y las de sulfuro de sodio tienen valores semejantes y las líneas que las representan se solapan la uno con la otra de manera que la línea naranja (de NMC) queda tapada por la marrón (NaS).

Escogiendo los modelos más baratos para cada tecnología el modelo Enerdel EC-2512P de las baterías de flujo ZZB destaca como el único que consigue ser amortizable incluso con el valor más bajo de ingresos semanales seguido por el modelo de VNX1200-6 de batería de flujo VRFB. Los modelos más baratos para la tecnología NMC y LTO consiguen un VAN positivo con valores cercanos a la media y, de nuevo, los modelos de plomo-ácido y níquel-cadmio son los únicos cuyo VAN queda negativo incluso con el valor de ingresos semanales más elevado.

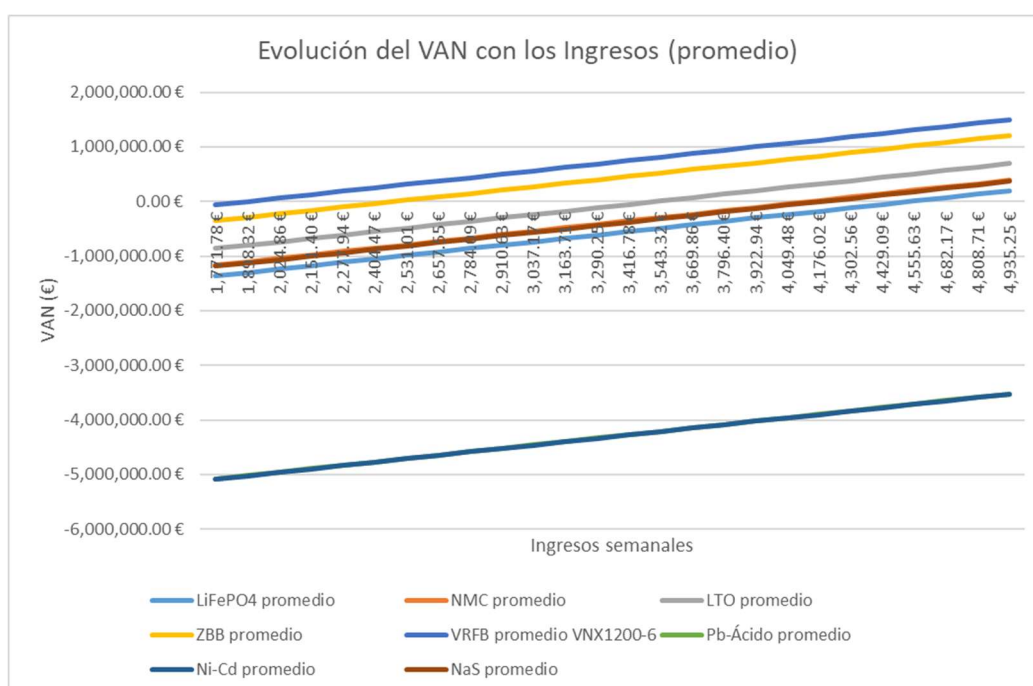


Gráfico 7. Evolución lineal del VAN para el promedio de cada tipo de batería según los ingresos anuales. (Fuente: Propia).

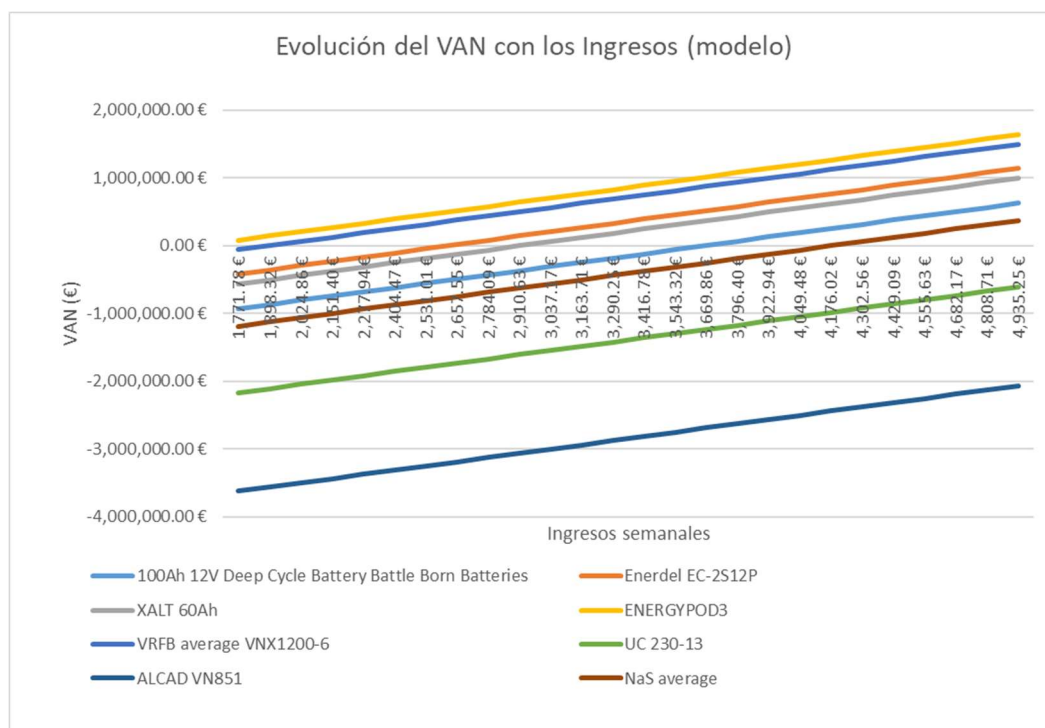


Gráfico 8. Evolución lineal del VAN para el modelo más barato de cada tipo de batería según los ingresos semanales. (Fuente: Propia).

El siguiente parámetro a modificar es el coste de capacidad (o almacenamiento) de cada tecnología. Para ello se han utilizado los precios medios de cada tecnología en el año 2016 y las proyecciones para el 2030 realizadas por IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables) [40]. El documento de IRENA ofrece un rango de precio de cada tecnología (excepto de níquel-cadmio) y el valor medio para 2016 y 2030. Los valores medios son, en algunos casos, menores a los valores promedio de las tecnologías trabajadas en este trabajo, esto puede ser debido a que el muestreo de baterías para este trabajo sea menor al realizado por IRENA. Todas las tecnologías bajan de precio en 2030, las bajadas más considerables son la de litio LTO y las de flujo y la menos considerable, la de plomo-ácido que, debido a su madurez, no hay expectación de que bajen mucho más.

Al tratarse del precio de la tecnología no se incluyen modelos. Para cada tecnología se ha encontrado el coste de recambio, la inversión inicial y el VAN con 25 precios de almacenamiento comprendidos entre el precio medio de 2016 y el previsto para 2030. Las tablas con los datos se encuentran en el apartado de Anexos.

La principal característica que resalta al realizar este análisis es que las baterías de plomo-ácido, aun siendo las más baratas, continúan siendo no amortizables debido, principalmente, al elevado número de recambios que es necesario hacer. Otra característica a resaltar es que aparecen VANs muy elevados, esto puede ser debido a que, como se ha comentado, los precios medios de las baterías son más optimistas que los encontrados en el presente trabajo, lo cual no es del todo desestimable si se

tiene en cuenta que se pueden encontrar modelos de baterías considerablemente más baratos que otros para una misma tecnología. En el peor de los casos (exceptuando las de plomo-ácido, cuyo VAN es siempre negativo, y las de níquel-cadmio que no aparecen en el documento de IRENA) las baterías LTO pasarían ser amortizables con un precio inferior a 775 €/kWh aproximadamente, seguidas de las ZZB, con un precio inferior a 543 €/kWh y las de LiFePO₄, con un precio inferior a 463 €/kWh.

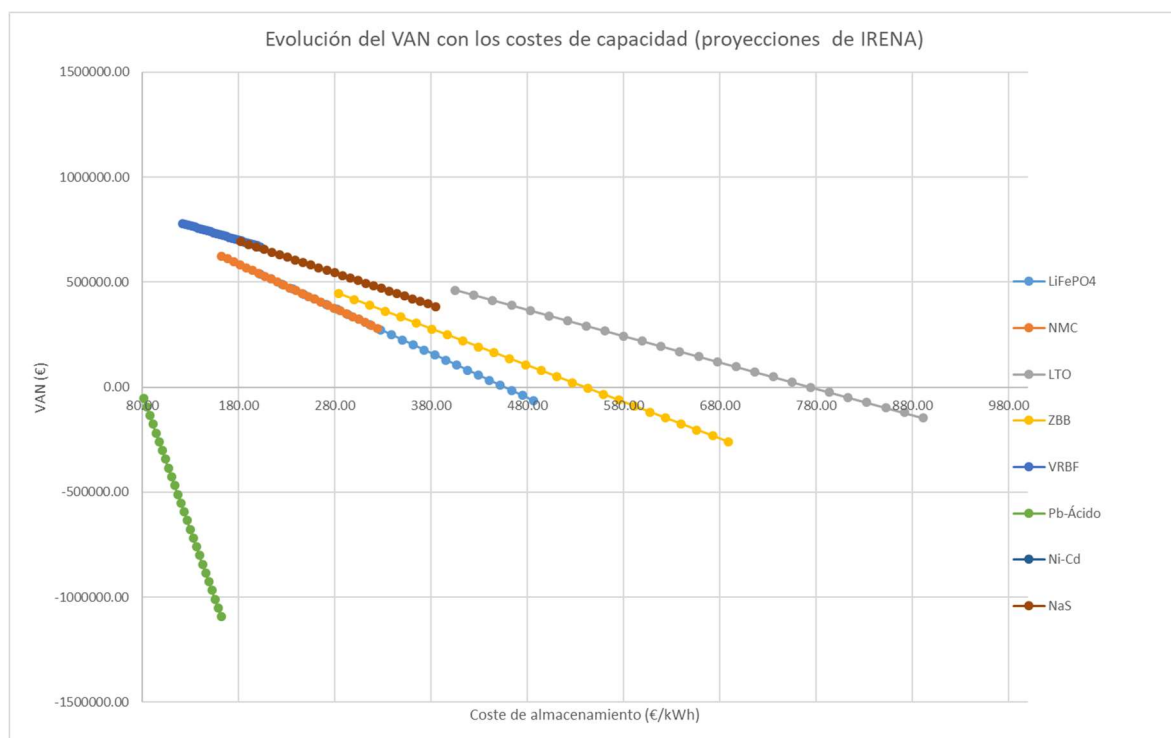


Gráfico 9. Evolución del VAN para cada tecnología según el precio de almacenamiento en €/kWh. Precios según IRENA [40] de 2016 y proyecciones para 2030. (Fuente: Propia).

Finalmente, el último parámetro a modificar es la vida de las baterías. Esto se hace para determinar cuán influyente es el periodo de recambio de las baterías en la amortización de una instalación BSS. Para ello, aunque se mantiene la profundidad de descarga igual que en el caso base de amortización, se supone que la tecnología permite un número de ciclos diferente tal que permitan el recambio cada 5, 7, 10, 12, 15 y 20 años, manteniendo idénticos el resto de parámetros.

Destaca que para una vida de 5 años la única tecnología que puede ser amortizada es la batería de flujo VRFB mientras que, en cuanto a modelos, el de baterías de flujo ZBB también lo es, llegando a conseguir un VAN mayor que las primeras. Con un periodo de recambio de 10 años las baterías de sulfuro de sodio también consiguen ser amortizables mientras que el resto de tecnologías no lo conseguirán ni con una vida de 20 años. Mirando ya en los modelos más baratos de cada tecnología, los de baterías de flujo son amortizables incluso con una vida de 5 años; con 10 años los de litio NMC y de sulfuro de sodio también lo serían; y ya con 20 años de vida los modelos de litio LiFePO₄ y plomo-ácido también, aunque el de litio LTO se acerca a serlo.

En cualquier caso, las baterías de níquel-cadmio son las menos recomendables pues el modelo más barato de los estudiados quedaría con un VAN de -1167599 € aun con un periodo de recambio de 20 años.

Los gráficos presentados, tanto el calculado con los costes de almacenamiento promedio de cada tipo de batería como el del coste de almacenamiento más barato, destacan su cambio en la evolución del VAN en los años 10 y 15. Con estos periodos de recambio la pendiente del VAN cambia notablemente, suavizándose con vidas comprendidas entre los 10 y 15 años para volver a acentuarse entre los 15 y los 20.

En el apartado de Anexos se presenta la tabla con los valores del VAN utilizados para la realización de los gráficos del promedio de cada tecnología y los modelos más baratos.

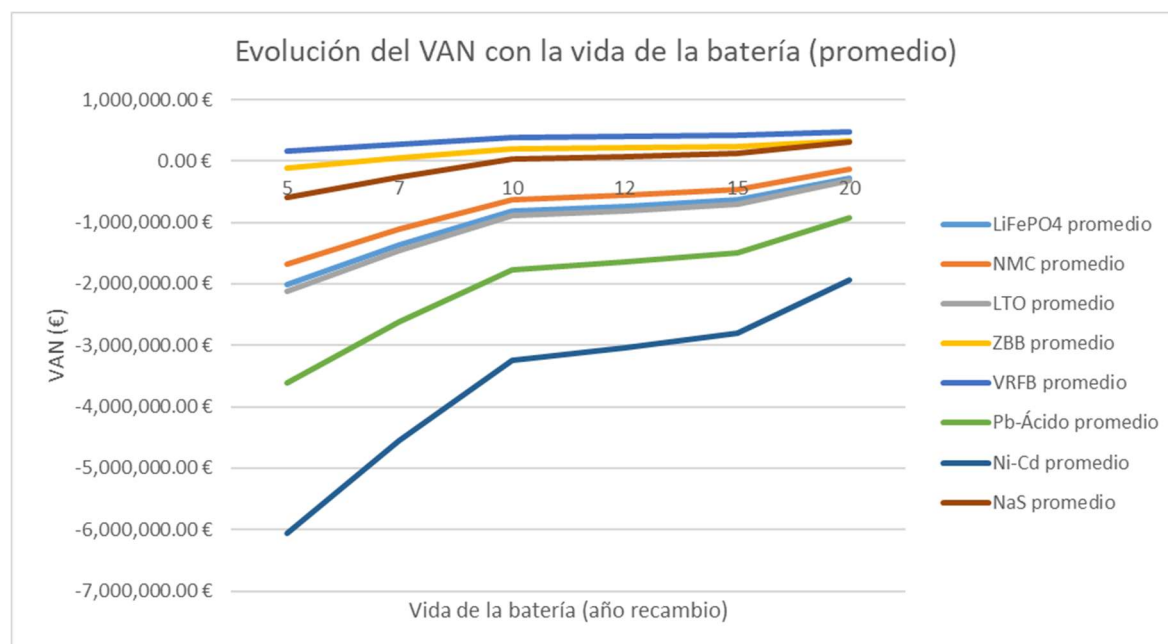


Gráfico 10. Evolución del VAN para cada tipo de tecnología según la vida de la batería. (Fuente: Propia).

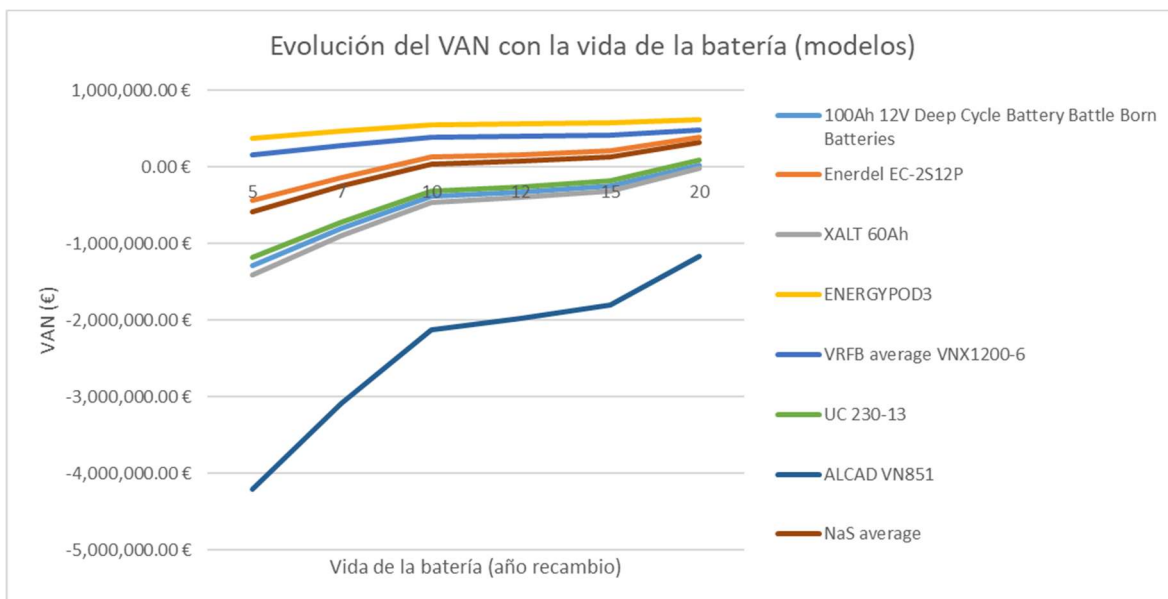


Gráfico 11. Evolución del VAN para el modelo más barato de cada tipo de tecnología según la vida de la batería. (Fuente: Propia).

9. Análisis del Impacto Ambiental

Como se ha ido desarrollando a lo largo del trabajo el uso de sistemas de almacenamiento mediante baterías puede ayudar a posponer la producción de fuentes renovables en momentos en que la generación renovable es menor a la demanda. De esta manera se evita el uso de fuentes de generación convencionales para nivelar el balance entre generación y demanda que emiten CO₂ y otros gases además de partículas sólidas que son producto de la combustión.

En general el uso de almacenamiento mediante sistemas BSS evita (o reduce) el impacto ambiental que tiene la generación convencional no solamente con la emisión de gases, que contribuyen al efecto invernadero y calentamiento del planeta, sino también con la emisión de agua caliente proveniente de las etapas de condensación de los ciclos de Rankine y Bryton (centrales de ciclo de vapor y gas, respectivamente). Estas centrales utilizan agua, generalmente proveniente de un río cercano o incluso el mar, para condensar el vapor o gas que sale de las turbinas generadoras y poder así volver a empezar el ciclo. Esta agua es devuelta posteriormente al mar o río con una temperatura mayor lo que afecta al ecosistema de la zona.

Un ejemplo de este impacto ambiental lo ofrece ENDESA generación en una declaración medioambiental en el año 2014 de la central de ciclo combinado de Sant Adrià de Besòs, en Barcelona, dónde dispone de los grupos de generación 3 y 5, el grupo 4 pertenece a Gas Natural, [5]. Ese año se produjeron 940237.99 MWh para los que se consumió 7462930 GJ de gas natural. Debido a que los grupos 3 y 5 funcionaron a bajas carga por la baja demanda eléctrica y al mayor número de arranques/paradas la emisión específica de NO_x (óxidos de nitrógeno) aumentó en 2014 hasta 1.85 kg/tep de las 1.44 kg/tep de 2013 (dónde tep hace referencia a tonelada equivalente de petróleo generada). La emisión específica de SO₂ y de partículas sólidas depende de la calidad del gas natural utilizado, éstas fueron muy similares a las de 2013 con 0.01 kg/tep para el SO₂ y, para las partículas sólidas bajaron ligeramente de 0.036 kg/tep a 0.032 kg/tep. En cuanto a CO₂ la emisión específica pasó de 4.89 t/tep a 5.26 t/tep. En cuanto a las aguas de refrigeración utilizadas durante la etapa de condensación, vierten a la Zona de Marítimo Terrestre del Río Besòs y, posteriormente, al Mar Mediterráneo y no deben sufrir un cambio de temperatura mayor a 7°C. Los grupos 3 y 4 generaron una diferencia de temperatura entre la entrada y salida de agua de refrigeración de 3.70°C y el grupo 5, de 2.58°C, como promedio anual.

A parte de las ventajas que suponen los sistemas de baterías para evitar poner en funcionamiento centrales convencionales, la obtención de los materiales con las que éstas están construidas, producción, consumo de energía, mantenimiento y desmantelamiento y tratamiento de fin de vida pueden tener un impacto ambiental negativo. Para ello se hace una evaluación del ciclo de vida de las baterías, LCA (del inglés *Life-Cycle Assessment*) que sigue la normativa ISO 14040 y 14044 [4].

Algunos estudios como el de la referencia [3] convierten todos los gases de efecto invernadero (potencial de calentamiento global, GWP del inglés *Global Warming Potential*) en equivalentes de CO₂ y los muestran en un gráfico como kgCO₂eq./kg_(batería) o kgCO₂eq./kWh_(batería). Como se observa las baterías de plomo-ácido VRLA son las que tienen un menor impacto debido, en parte, a que la mayoría de sus componentes se reciclan [4].

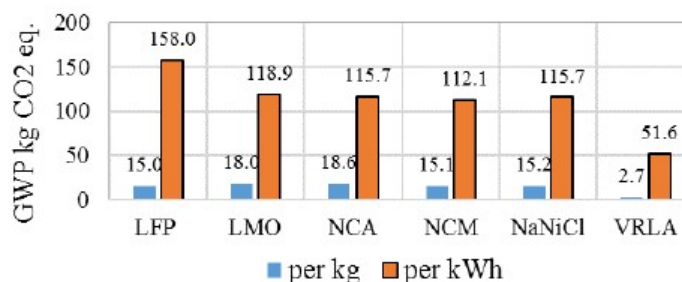


Ilustración 34. Impacto ambiental en emisiones de efecto invernadero con equivalentes de CO₂ por unidad de energía almacenada en la batería o de peso de la misma para algunas tecnologías. (Fuente: [4]).

Otro estudio de la Comisión Europea, [2], afirma que en las baterías de litio el impacto más grande se da en la disminución de este material que, aun haber reservas suficientes, la toxicidad de la minería y la localización en lugares de gran belleza afectan al medio ambiente y a salud de la zona. Aun así, las baterías de litio son la mitad de tóxicas que las de plomo y menos que las de níquel-cadmio siendo las de sulfuro de sodio las menos tóxicas. En cuanto a la energía utilizada para la extracción de las materias primas (energía que proviniendo de combustibles genera emisiones de efecto invernadero), las baterías de lito requieren mucha energía y emiten hasta 12.5 kgCO₂eq./kg_(batería); las de plomo-ácido y las de sulfuro de sodio, las que menos.

La referencia [102] ha realizado un estudio (LCA, del inglés *Life Cycle Assessment*) sobre los impactos que tiene la fabricación de baterías de litio en el medio ambiente considerando la minería y extracción, manufacturación y transporte.

Tiene en cuenta diferentes factores, entre ellos la disminución de recursos abióticos. Para ello se toma el antimonio (Sb) como material de referencia y se relaciona la tasa de extracción de cada uno de los materiales utilizados con las reservas totales de dichos materiales y la tasa de extracción global de Sb. En el caso de las NMC este valor es de 0,886 kgSb_(eq)/kWh, para las LiFePO₄ es de 1 kgSb_(eq)/kWh.

También el calentamiento global debido a gases de efecto invernadero, para ello se toman todos los gases que contribuyen al efecto invernadero y se expresan como CO₂(eq). Así pues, las baterías NMC emiten 121 kgCO₂(eq)/kWh mientras que las de LiFePO₄, 151 kgCO₂(eq)/kWh.

Otro factor que se tiene en cuenta es el potencial de acidificación debido a las emisiones de aire inorgánicas que aumentan la acidez del suelo y el agua (lluvia ácida). Estas emisiones incluyen

amoníaco (NH_3), ácidos fuertes como el HCl, nitrógeno y óxidos de azufre, sin embargo, se expresan como una equivalencia del protón H^+ . Las emisiones de las baterías NMC y LiFePO_4 son, respectivamente, $95,1 \text{ kgH}^+_{(\text{eq})}/\text{kWh}$ y $40,1 \text{ kgH}^+_{(\text{eq})}/\text{kWh}$. La producción de sulfato de níquel emite dióxido de azufre lo que provoca una acidificación mayor.

La eutrofización se produce cuando sustancias como el nitrógeno y el fósforo fertilizan la superficie del agua de lagos y ríos provocando la aparición de más flora y fauna de la que debería haber. Tomando el nitrógeno (N) como compuesto equivalente, las baterías NMC generan $8,56 \cdot 10^{-3} \text{ kgN}_{(\text{eq})}/\text{kWh}$ mientras que las LiFePO_4 , $2,27 \text{ kgN}_{(\text{eq})}/\text{kWh}$, un valor 100 veces mayor debido a la presencia de fosfato.

La disminución de ozono es otro de los impactos que tiene en cuenta este estudio y que se debe a la destrucción de la misma por las emisiones de clorofluorocarburos (CFC). Las baterías NMC emiten hasta $2,13 \cdot 10^{-6} \text{ kgCFC}_{(\text{eq})}/\text{kWh}$ y las LiFePO_4 hasta $9,64 \cdot 10^{-6} \text{ kgCFC}_{(\text{eq})}/\text{kWh}$. Estas emisiones son especialmente importantes para la producción del aluminio del cátodo.

El potencial de oxidación fotoquímico se produce cuando la luz solar reacciona con los hidrocarburos y los óxidos de nitrógeno, lo cual puede agravar problemas de salud, toxicidad de la planta y/o deterioro de algunos materiales. Se utiliza el ozono (O_3) como unidad equivalente, las NMC emiten $7,83 \text{ kgO}_{3(\text{eq})}/\text{kWh}$ y las LiFePO_4 , $9,52 \text{ kgO}_{3(\text{eq})}/\text{kWh}$. El consumo de electricidad durante la manufacturación de las baterías es el motivo principal de la liberación de estos componentes.

Otro factor de estudio es el potencial de toxicidad ecológico que afecta a los organismos que viven en el agua no estancada. La unidad equivalente de medida es el PAF (del inglés *Potentially Affected Fraction*) que hace referencia a la fracción de especies afectadas por esta toxicidad. La extracción del acero utilizado para el empaquetamiento de las baterías y el sistema BMS es el principal impacto tóxico. Las NMC representan $10,1 \text{ PAF m}^3 \cdot \text{día}/\text{kWh}$ y las LiFePO_4 , $1,07 \text{ PAF m}^3 \cdot \text{día}/\text{kWh}$.

Se sigue con el potencial de toxicidad humano para el público general y que afecta a la salud humana. La extracción y procesado del aluminio, acero y cobre son los componentes mayoritarios que afecta a la salud humana. La unidad utilizada es el número de casos afectados, las NMC tienen $2,37 \cdot 10^{-9} \text{ casos}/\text{kWh}$ y las LiFePO_4 , $2,91 \cdot 10^{-9} \text{ casos}/\text{kWh}$.

Después de largos periodos de exposición a agentes tóxicos (años) los trabajadores pueden sufrir peligro de cáncer ocupacional. Cada compuesto químico tiene asignado un factor para determinar el valor de peligro por inhalación u oral y que no tiene unidades. Principalmente se atribuye a la extracción de litio siendo más dañinas las baterías LiFePO_4 con un factor 800 por cada kWh mientras que las NMC tienen un factor 612 por cada kWh.

Y finalmente, el estudio concluye con el peligro de no-cáncer ocupacional que sufren los trabajadores después de largos periodos de tiempo expuestos a agentes tóxicos. El factor utilizado no tiene unidades

y corresponde a $1,54 \cdot 10^4$ por kWh en las baterías NMC y $8,11 \cdot 10^2$ en las LiFePO₄. En las NMC es bastante más elevado debido a la extracción de cobalto (Co).

En cuanto al vanadio, los países donde más se produce son China y Rusia seguidos de Sud África y Australia con un 33%, 32%, 23%, 12%, respectivamente [50], la VTM puede llegar a contener un 25% de V₂O₅ en Sud África y entre un 14% y un 22% en China y Rusia. El consumo de energía para la producción de acero consume 6380 MWh y emite, de media, 1.8 toneladas de CO₂ por tonelada de acero de dónde se extrae la VTM. Después, el proceso para la obtención de V₂O₅ se estima en 3000 MWh por tonelada. Sin embargo, VanadiumCorp-Electrochem ofrece una solución substituyendo el carbón por electricidad de manera que las necesidades energéticas caerían a 2900 MWh por tonelada de hierro electrolítico.

Para encontrar datos sobre el impacto ambiental de las baterías de plomo-ácido se ha encontrado la referencia [101] donde primeramente se trata el impacto de la extracción de plomo y después la fabricación de la batería. Según Davidson, Binks y Gediga, la producción de 1 kg de plomo necesita 18,5 MJ de energía (5,14 kWh). Además, las emisiones por cada kilogramo de plomo producido son: 1,31 kgCO_{2(eq)} (calentamiento global), 0,01 kgSO_{2(eq)} (acidificación del terreno), $5,61 \cdot 10^{-4}$ kgPO_{4(eq)} (eutrofización) y $4,73 \cdot 10^{-4}$ kg de etileno equivalente (formación foto-oxidante). Dentro de las emisiones de CO₂ equivalentes, los procesos que más contribuyen a este efecto son la fundición seguido de la minería y concentración del plomo.

Seguidamente el mismo artículo trata la fabricación de las baterías y el impacto ambiental que tienen. Aparecen en colores los diferentes procesos de fabricación de las baterías y cuál es el impacto que tienen para el potencial de disminución abiótica elemental (ADPe), el potencial disminución abiótica fósil (ADPf), el potencial de acidificación (AP), el potencial de eutrofización (EP), el potencial de calentamiento global (GWP), el potencial de creación de ozono fotoquímico (POCP) y la demanda de energía primaria (PED).

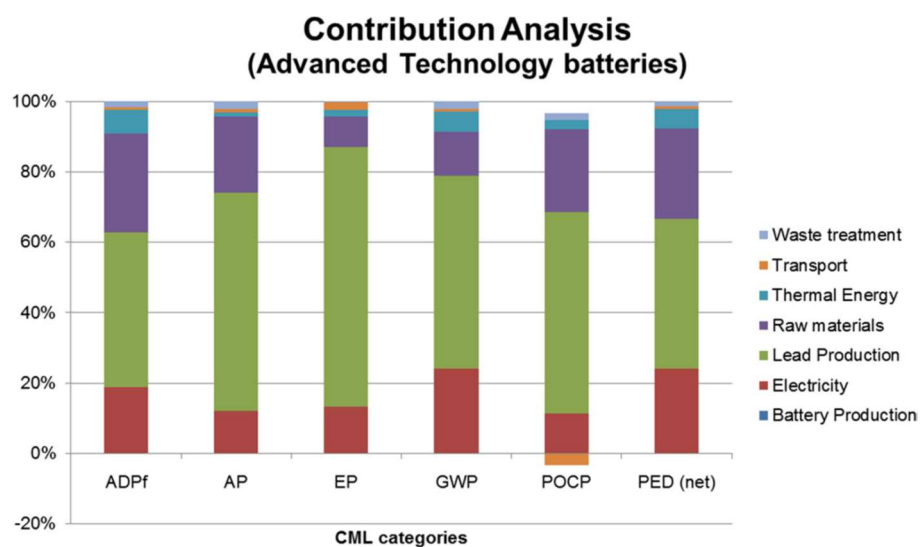


Gráfico 12. Contribución a las emisiones y la demanda energética de los diferentes pasos en la fabricación de baterías de Pb-Ácido. (Fuente: [101]).

Sin embargo, esta tecnología tiene tasas de hasta el 95% de reciclado en Estados Unidos, el plomo se funde y se vuelve a usar en baterías u otros usos.

Conclusiones

La participación de los sistemas de almacenamiento mediante baterías en el mercado alemán de reservas de control primario, PCR, puede resultar beneficiosa dependiendo de la tecnología escogida para ello.

Las baterías de flujo y las de sulfuro de sodio son amortizables en 20 años, periodo estándar de vida de una instalación de este tipo. Esto es, principalmente, porque tienen un bajo coste de adquisición y una larga vida que permite no tener que invertir en recambios. Además, las baterías de flujo permiten una descarga total y su recambio es la mitad de costoso que el de otros tipos de baterías.

Las diferentes tecnologías de baterías de litio se están abaratando año a año lo que permite acercarse bastante al límite de amortización, de hecho, actualmente existen modelos que permiten la amortización en 20 años. En cualquier caso, para el año 2030 se prevé que todas las tecnologías de litio sean amortizables.

Destacan muy negativamente las baterías de plomo-ácido y las de níquel-cadmio. La inversión necesaria para la construcción de la planta de almacenamiento no solo no se recupera nunca, sino que, además, pierde de manera que al cumplir los 20 años se tiene menos dinero que al inicio del periodo. El comportamiento tan negativo para estas tecnologías es debido a su baja profundidad de descarga y a su corta vida, lo que obliga a invertir en recambios.

La tasa de interés aplicada en la instalación de almacenamiento es un factor importante a tener en cuenta si se decide realizar la inversión. Por debajo del 8%, y eligiendo el modelo más económico para cada tecnología, todas las tecnologías, exceptuando las de níquel-cadmio, plomo-ácido y las LiFePO₄, son favorables para la inversión, ofreciendo un VAN positivo.

Los ingresos semanales recibidos por la participación en el mercado de reservas impiden que por debajo de 2600 €/MW cualquier tecnología sea amortizable excepto las baterías de flujo.

Excepto las tecnologías de plomo-ácido y níquel-cadmio cualquier otra batería con un coste de almacenamiento inferior a 450 €/kWh es amortizable.

Finalmente, la vida de la batería (o periodo de recambio) no afecta notablemente al VAN final de la instalación para las baterías de flujo, pero sí para el resto.

En general se concluye que la inversión en baterías de flujo es la más recomendable para participar en el mercado de reservas de control alemán, seguidas de las de sulfuro de sodio y las de litio. Las baterías de plomo-ácido y las de níquel-cadmio no se recomiendan.



Análisis económico

El análisis económico para este proyecto se divide en dos partes: por un lado, se incluyen los costes de recursos humanos y los relativos a las diferentes herramientas utilizadas; por otro, se incluye el presupuesto de adquisición, instalación y mantenimiento de las diferentes tecnologías de batería estudiadas.

PRESUPUESTO				
Fecha	05/06/2018			
Validez hasta	05/07/2018			
Firma	Rocio Revaliente Revuelta			
Recursos Humanos	Coste	Horas	Coste Total (€)	IVA 21%
Información tecnologías	30 €/h	100	3000	3630
Información mercado	30 €/h	100	3000	3630
Información conexión	30 €/h	50	1500	1815
Modelo económico	30 €/h	50	1500	1815
Total Coste Recursos Humanos			9000	10890
Herramientas			Coste Total (€)	IVA 21%
Office Professional 2016			539	652.19
Matlab			119	143.99
Aspire E1-522 Ordenador			318.18	385.00
Total Coste Herramientas			976.18	1181.18
COSTE TOTAL (€)			9976.18	12071.18

Tabla 6. Presupuesto de tareas de recursos humanos y de herramientas utilizadas.

Dado que la realización de este trabajo dura tres meses y la compra de las herramientas necesarias permite la utilización de las mismas durante más tiempo, la amortización de las herramientas utilizadas durante el proyecto se muestra a continuación:

AMORTIZACIÓN DE HERRAMIENTAS DURANTE EL PROYECTO				
Horas trabajo diarias	5	Herramientas	Duración (años)	Amortización (€)
Duración Proyecto (horas)	300	Office Professional 2016	1	163.0475
Duración Proyecto (meses)	3	Matlab	1	35.9975
Duración Proyecto (años)	0.25	Aspire E1-522 Ordenador	3	32.08315

Tabla 7. Amortización de las herramientas utilizadas.

Durante el desarrollo del propio trabajo se ha comentado cómo es el modelo económico utilizado, por este motivo en este apartado no se detalla. Se presenta el presupuesto con las características, los diferentes costes y el VAN final promedios para cada tecnología y del modelo cuyo coste de almacenamiento es más barato.

Technology	LiFePO4 average	100Ah 12V Deep Cycle	NMC average	Enerdel EC-2S12P	LTO average	XALT 60Ah	ZBB average
cs (€/kWh)	842.43	640.58	750.86	398.86	1031.33	792.82	445.50
cpcs (€/kW)	263.00	263.00	263.00	263.00	263.00	263.00	263.00
cbp (€/kW)	72.90	72.90	72.90	72.90	72.90	72.90	91.13
comf (€/kW)	11.60	11.60	11.60	11.60	11.60	11.60	9.67
cr (€/kWh)	842.43	640.58	750.86	398.86	1031.33	792.82	222.75
ceol (€/kW)	included in cs	included in cs	included in cs	included in cs	included in cs	included in cs	included in cs
k - Replacements	1.00	1.00	1.00	1.00	0.00	0.00	1.00
nd	4000.00	4000.00	4000.00	4000.00	20000.00	60000.00	
Y - Life time	10.00	10.00	10.00	10.00			10.00
μ - Efficiency (pu)	0.85	0.85	0.85	0.85	0.80	0.80	0.70
ϑ - Self-discharge	0.01	0.01	0.01	0.01			0.02
DoDmax (pu)	0.80	0.80	0.80	0.80	1.00	1.00	1.00
CS (€)	1238864.78	942022.06	1104200.52	586564.17	1289162.16	991022.73	636428.57
CPCS (€)	263002.29	263002.29	263002.29	263002.29	263002.29	263002.29	263002.29
CBP (€)	72900.00	72900.00	72900.00	72900.00	72900.00	72900.00	91125.00
CC (€/kW-yr)	166.41	135.04	152.18	97.48	171.72	140.22	104.67
CI (€)	1574767.07	1277924.35	1440102.82	922466.46	1625064.45	1326925.02	990555.86
CR (€)	1238864.78	942022.06	1104200.52	586564.17	1289162.16	991022.73	318214.29
COMF (€)	11600.10	11600.10	11600.10	11600.10	11600.10	11600.10	9665.00
NPV (€)	-818872.08	-390740.15	-624647.79	121931.57	-321237.63	-23098.20	190841.92

Tabla 8. Presupuesto de las diferentes tecnologías con el valor promedio obtenido y el modelo cuyo coste de capacidad es más barato. Parte I. (Fuente: Propia).

Technology	ENERGYPOD3	VRFB average VNX1200-6	Pb-Acid average	UC 230-13	Ni-Cd average	ALCAD VN851	NaS average
cs (€/kWh)	243.00	340.20	430.22	203.68	1058.52	779.87	422.20
cpcs (€/kW)	263.00	263.00	263.00	263.00	263.00	263.00	263.00
cbp (€/kW)	91.13	81.00	62.33	62.33	50.00	50.00	65.00
comf (€/kW)	9.67	12.97	10.63	10.63	10.77	10.77	13.72
cr (€/kWh)	121.50	170.10	430.22	203.68	1058.52	779.87	422.20
ceol (€/kW)	included in cs	included in cs	included in cs	included in cs	included in cs	included in cs	included in cs
k - Replacements	0.00	0.00	4.00	4.00	2.00	2.00	1.00
nd		unlimited	1500.00	1600.00	2500.00	2500.00	3925.00
Y - Life time	20.00	20.00	4.11	4.38	6.85	6.85	10.75
μ - Efficiency (pu)	0.70	0.73	0.75	0.75	0.72	0.72	0.82
ϑ - Self-discharge	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DoDmax (pu)	1.00	1.00	0.30	0.30	0.50	0.50	0.80
CS (€)	347142.86	466027.40	1912076.35	905257.42	2940336.72	2166310.54	643597.56
CPCS (€)	263002.29	263002.29	263002.29	263002.29	263002.29	263002.29	263002.29
CBP (€)	91125.00	81000.00	62333.33	62333.33	50000.00	50000.00	65000.00
CC (€/kW-yr)	74.10	85.60	236.43	130.04	343.78	261.99	102.67
CI (€)	701270.15	810029.69	2237411.98	1230593.05	3253339.01	2479312.83	971599.85
CR (€)	173571.43	233013.70	1912076.35	905257.42	2940336.72	2166310.54	643597.56
COMF (€)	9665.00	12971.36	10633.90	10633.90	10766.67	10766.67	13719.00
NPV (€)	620869.17	480820.43	-4536434.40	-1627692.14	-4541083.13	-3082765.07	27521.28

Tabla 9. Presupuesto de las diferentes tecnologías con el valor promedio obtenido y el modelo cuyo coste de capacidad es más barato. Parte II. (Fuente: Propia).

Seguidamente se presentan las evoluciones de los ingresos anuales, gastos por recambio y operación y mantenimiento, movimientos que genera la instalación BESS y la actualización de éstos. También el VAN anual durante el periodo de estudio de 20 años.

LifePO4 average		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investment (€)	-1574767.072																				
Replacements (€)																					
Operation (€)		-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1
Revenues (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
Cash flow (€)	-1574767.072	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65
Actualized cashflow (€)	-1574767.072	126983.0876	117055.1037	107866.4551	99416.08761	91627.73652	84499.52122	77831.66011	71736.09226	66162.1407	486996.2205	56162.76758	51762.91943	47707.75984	48970.28557	40252.60882	37350.79154	34424.69566	31772.82734	2942.23718	26951.37067
NPV (€)	-1574767.072	-1447783.985	-1330748.881	-122882.426	-1123463.338	-1031388.508	-947389.0865	-869555.4064	-797813.3342	-731703.1201	-1218698.341	-1165355.573	-110772.654	-1063064.894	-1019094.608	-978568.994	-941218.2078	-905793.5152	-875955.6878	-845823.6506	-818872.08
100Ah 12V Deep Cycle Bat		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investment (€)	-1277994.351																				
Replacements (€)																					
Operation (€)		-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1
Revenues (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
Cash flow (€)	-1277994.351	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65
Actualized cashflow (€)	-1277994.351	126983.0876	117055.1037	107866.4551	99416.08761	91627.73652	84499.5212	77831.66011	71736.09226	66162.1407	486996.2205	56162.76758	51762.91943	47707.75984	48970.28557	40252.60882	37350.79154	34424.69566	31772.82734	2942.23718	26951.37067
NPV (€)	-1277994.351	-1150941.264	-1033906.16	-920339.7048	-826623.6172	-734995.8867	-650546.3635	-572712.7054	-500976.6131	-434860.399	-790566.4135	-734403.6459	-665640.7264	-634937.9666	-590867.681	-550437.0722	-513866.2807	-478661.588	-446937.7607	-417691.5235	-390740.1528
NMC average		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investment (€)	-1440102.817																				
Replacements (€)																					
Operation (€)		-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1
Revenues (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
Cash flow (€)	-1440102.817	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65
Actualized cashflow (€)	-1440102.817	126983.0876	117055.1037	107866.4551	99416.08761	91627.73652	84499.5212	77831.66011	71736.09226	66162.1407	486996.2205	56162.76758	51762.91943	47707.75984	48970.28557	40252.60882	37350.79154	34424.69566	31772.82734	2942.23718	26951.37067
NPV (€)	-1440102.817	-1313119.729	-1196084.626	-1088218.17	-988802.0829	-897174.3523	-812724.8311	-734891.171	-663155.0788	-597038.8647	-1024474.049	-968311.2815	-916548.3621	-868840.6023	-824870.367	-784344.7079	-746933.9163	-712569.2237	-680841.3963	-651599.1592	-624647.7885
Enerdel EC-2512P		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investment (€)	-922466.4655																				
Replacements (€)																					
Operation (€)		-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1
Revenues (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
Cash flow (€)	-922466.4655	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65
Actualized cashflow (€)	-922466.4655	126983.0876	117055.1037	107866.4551	99416.08761	91627.73652	84499.5212	77831.66011	71736.09226	66162.1407	486996.2205	56162.76758	51762.91943	47707.75984	48970.28557	40252.60882	37350.79154	34424.69566	31772.82734	2942.23718	26951.37067
NPV (€)	-922466.4655	-795483.3759	-678448.2722	-576581.8171	-471165.7295	-379537.999	-295988.4778	-217254.8177	-145518.7254	-79402.51132	-277894.6864	-221731.9188	-169988.9993	-122621.2395	-78290.95893	-37765.34611	-414.55572	34010.13909	65737.9643	94880.2061	126315.743
LTO average		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investment (€)	-162364.45																				
Replacements (€)																					
Operation (€)		-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1
Revenues (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
Cash flow (€)	-162364.45	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65
Actualized cashflow (€)	-162364.45	126983.0876	117055.1037	107866.4551	99416.08761	91627.73652	84499.5212	77831.66011	71736.09226	66162.1407	486996.2205	56162.76758	51762.91943	47707.75984	48970.28557	40252.60882	37350.79154	34424.69566	31772.82734	2942.23718	26951.37067
NPV (€)	-162364.45	-1460841.362	-1381046.258	-12731978.603	-1173761.716	-1062135.385	-951866.4639	-846116.7106	-74000.4975	-72106.8347	-604901.1271	-613138.2076	-563430.4478	-521460.1622	-483934.5534	-443383.7619	-409159.0692	-377431.2419	-348189.0447	-321237.684	-2942.23718
XALT 60Ah		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investment (€)	-1326925.02																				
Replacements (€)																					
Operation (€)		-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1	-11600.1
Revenues (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
Cash flow (€)	-1326925.02	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65	137776.65
Actualized cashflow (€)	-1326925.02	126983.0876	117055.1037	107866.4551	99416.08761	91627.73652	84499.5212	77831.66011	71736.09226	66162.1407	486996.2205	56162.76758	51762.91943	47707.75984	48970.28557	40252.60882	37350.79154	34424.69566	31772.82734	2942.23718	26951.37067
NPV (€)	-1326925.02	-1199941.932	-1082906.828	-975040.3733	-875624.2856	-783996															

ENERGPO03	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Investment (€)	-70270.1495																			
	Replacements (€)																				
	Revenues (€)		-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665	-9665
	Cashflow (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
	Actualised cashflow (€)		128796.5899	18678.8847	10381.4605	10082.466	92914.6592	85635.63126	78928.84609	72743.63971	67044.82183	56951.58464	53489.93976	4837.84466	44897.55683	41094.78682	37875.80071	34506.19421	31273.45688	28652.95012	27320.90795
VFB average VIN206	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Investment (€)	-810029.6896																			
	Replacements (€)																				
	Revenues (€)		-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36	-12971.36
	Cashflow (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
	Actualised cashflow (€)		136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39	136405.39
Pb-Acid average	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Investment (€)	-2227411.979																			
	Replacements (€)																				
	Revenues (€)		-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9
	Cashflow (€)		138742.85	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
	Actualised cashflow (€)		117855.8474	108622.9009	-1779591.853	92720.29741	85041.74876	78379.49595	-92320.5755	66579.87881	61361.9399	56556.6258	-6662.44.3834	48042.3479	44728.64036	40809.80678	-480744.8141	34666.10613	31950.32823	29447.30712	27140.37523
UC 230-13	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Investment (€)	-1230933.05																			
	Replacements (€)																				
	Revenues (€)		-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9	-10633.9
	Cashflow (€)		138742.85	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
	Actualised cashflow (€)		117855.8474	108622.9009	-552097.9266	92720.29741	85041.74876	78379.49595	-92320.5755	66579.87881	61361.9399	56556.6258	-6662.44.3834	48042.3479	44728.64036	40809.80678	-480744.8141	34666.10613	31950.32823	29447.30712	27140.37523
NiCd average	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Investment (€)	-3253339.014																			
	Replacements (€)																				
	Revenues (€)		-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667
	Cashflow (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
	Actualised cashflow (€)		127751.2289	117743.0881	106518.9568	100017.4717	92182.10514	84960.37009	-114550.42	72170.08554	66516.1679	61305.21824	56502.50529	52076.04714	47996.35183	-89017.6458	138610.0833	138610.0833	138610.0833	138610.0833	138610.0833
ALCAD/NBS1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Investment (€)	-2479312.834																			
	Replacements (€)																				
	Revenues (€)		-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667	-10766.6667
	Cashflow (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
	Actualised cashflow (€)		127751.2289	117743.0881	106518.9568	100017.4717	92182.10514	84960.37009	-114550.42	72170.08554	66516.1679	61305.21824	56502.50529	52076.04714	47996.35183	-89017.6458	138610.0833	138610.0833	138610.0833	138610.0833	138610.0833
NiS average	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Investment (€)	-971599.8533																			
	Replacements (€)																				
	Revenues (€)		-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719	-13719
	Cashflow (€)		149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75	149376.75
	Actualised cashflow (€)		125200.1843	115235.1929	106207.5511	97897.14386	90148.65577	83150.75186	76361.63766	70632.44577	65099.39702	-274654.701	52599.10697	50964.05605	46974.65081	43994.05605	39001.35581	36776.3648	33895.2671	31238.87751	28792.51383

Tabla 11. Evolución de los movimientos actualizados y VAN anuales de las tecnologías y los modelos estudiados. Parte II. (Fuente: Propia).

A continuación, los modelos estudiados para encontrar el coste de almacenamiento por capacidad de cada tecnología, incluyendo el modelo más barato.

Pb-Acid	Referencia	[42]	[94]	[93]	[93]	[42]	[68]	Media
	Marca	Victron	RS Pro	UltraCell	Vision	Victron	Outpack EnergyCell	
	Modelo	BAT702302260	727-0442(12V150Ah)	UC 230-12	AGM 48V 230Ah VISION	BAT412126101	2770Ah 48V AGM Battery System (4x6) 2700RE	
	Tecnología	GEL Long Life		VRLA GEL		GEL Deep Cycle	VRLA	
	V	2	12	12	12	12	48	
	Ah	1890	83.9	129.2	150	161.65	1182	
	Precio_unidad (€)	3006.85	443.56	315.79	424.6	865.15	26081.7975	
	cs (€/kWh)	795.462963	440.5641637	203.6829205	235.8888889	445.9995876	459.7045527	430.2171794
	DoD (pu)	0.3	0.3	0.3	0.5 0.3	0.3	0.5	
	nd	4500	1600	1600	700 1500	1800	1800	
	g - Autodescarga d	0.001						

Tabla 12. Modelos estudiados para las baterías de plomo-ácido. (Fuente: Según referencia).

Li - Ion	Referencia	[93][67]	[93][67]	[93][67]	[66]	[100]	[100]	[100]	Media NMC
	Marca	Tesvolt	Tesvolt	Tesvolt	XALT	ENERDEL	ENERDEL	ENERDEL	
	Modelo	TS 25 14.4kWh	TS 25 24kWh	TS 50 48kWh	XMP114E	PB-8S4P	EC-2S12P	EC-4S6P	
	Tecnología	NMC	NMC	NMC	NMC	NMC	NMC	NMC	
	Ah				130	62	198	100	
	V				87.8	29.2	7.2	14.4	
	Energía (kWh)	14.4	24	48	11.414	1.8104	1.4256	1.44	
	Precio_unidad (€)	17922.58	26729.47	49412.07		916.92	568.62	575.91	
	cs (€/kWh)	1244.623611	1113.727917	1029.418125	562.95	506.4737075	398.8636364	399.9375	750.8563567
	DoD (pu)	1	1	1		1	1	1	
	nd	6000	6000	6000	3000	>4000	>4000	>4000	

Tabla 13. Modelos estudiados para las baterías NMC de litio. (Fuente: Según referencia).

Li - Ion	Referencia	[92]	[92]	[92]	[92]	[92]	[69]	[69]	[69]	[69]	Media LiFePO4
	Marca	LG Chem	Victron Energy	Mastervolt	BYD	Victron Energy	Battle Born Batteries	Battle Born Batteries	Battle Born Batteries	Battle Born Batteries	
	Modelo	RESU10H 400V 9.8kWh	HE 24V/100Ah 2.5kWh	MLI Ultra 12/2500	B-BOX 7.5 7.68kWh 48V	12.8V 300Ah Serie Smart	100Ah 12V GC2 LiFePO4 Deep Cycle Battery	100Ah 12V LiFePO4 Deep Cycle Battery	50Ah 12V LiFePO4 Deep Cycle Battery	50Ah 24V LiFePO4 Deep Cycle Battery	
	Tecnología	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	LiFePO4	
	Ah		100			300	100	100	50	50	
	V		25.6			12.8	12	12	12	24	
	Energía (kWh)	9.3	2.56	2.5	7.68	3.84	1.2	1.2	0.6	1.2	
	Precio_unidad (€)	6795	2570	3267	4975	4199	849.69	768.69	465.75	809.19	
	cs (€/kWh)	730.6451613	1003.90625	1306.8	647.7864583	1093.489583	708.075	640.575	776.25	674.325	842.4280503
	DoD (pu)		0.8	0.8		0.8	1	1	1	1	
	nd		3000	2000		2500	3000 5000	3000 5000	3000 5000	3000 5000	

Tabla 14. Modelos estudiados para las baterías LiFePO4 de litio. (Fuente: Según referencia).

Li - Ion	Referencia	[66]	[43]	Media LTO
	Marca	XALT	LeClanché	
	Modelo	60Ah LTO	TiRack-63	
	Tecnología	LTO	LTO	
	Ah	60		
	V	2.2		
	Energía (kWh)	0.132	63	
	Precio_unidad (€)	104.652	80000	
	cs (€/kWh)	792.8181818	1269.84127	1031.329726
	DoD (pu)	1	1	
	nd	60000	15000	

Tabla 15. Modelos estudiados para las baterías LTO de litio. (Fuente: Según referencia).

Ni - Cd	Referencia	[52]	[52]	[52]	[52]	[53]	Media
	Marca	SAFT	SAFT	SAFT	ALCAD	ALCAD	
	Modelo	SBLE1690	SBM1445	SBH920	VTX 1 L 1700	VN 850	
	V	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
	Ah	1113	1212	867	1700	650	
	Precio_unidad (€)	1640.76	1601.21	1429.45	1651.1108	608.3	
	cs (€/kWh)	1228.481581	1100.941969	1373.942714	809.3680392	779.8717949	1058.52122
	DoD (pu)	0.75 0.5	0.75 0.5	0.75 0.5			
	nd	1000 2500	1000 2500	1000 2500			
	ϕ - Autodescarga d	0.000666667	0.000666667	0.000666667	0.000136986	0.000136986	

Tabla 16. Modelos estudiados para las baterías de níquel-cadmio. (Fuente: Según referencia).

Flujo ZBB	Referencia	[48]	[99]	Media
	Marca	Redflow	Primus Power	
	Modelo	ZBM2	ENERGYPOD2	
	Energía (kWh)	10	125	
	Potencia (kW)	3	25	
	Precio_unidad (€)	6480		
	cs (€/kWh)	648	243	445.5
	nd	>1000		
	DoD (pu)	1	1	
	Y - Periodo recambio	10	20	

Tabla 17. Modelos estudiados para las baterías de flujo ZBB. (Fuente: Según referencia).

Flujo VRFB	Referencia	[41]
	Marca	Vionx
	Modelo	VNX1200-6
	Energía (kWh)	8000
	Potencia (kW)	1000
	Precio_unidad (€)	
	cs (€/kWh)	340.2
	nd	unlimited
	DoD (pu)	1
	Y - Periodo recam	20

Tabla 18. Único modelo encontrado de batería de flujo VRFB. (Fuente: Según referencia).

	Referencia	[88]	[88]	[88]	[88]	[88]	[88]	[69]	[69]	[69]	[69]	[69]	Media
Inversores	Marca	InfiniSolar	Kostal	Fronius	Ingecon	SCHNEIDER	Ingecon	Battle Born Batteries	Battle Born Batteries	Battle Born Batteries	Battle Born Batteries	Battle Born Batteries	
	Modelo	Three Phase 10kW	PIKO 7.0	Symo	Sun 3Play 20TL	Context TL2000	Sun Power 90kW	3000 Watt Pure Sine Inverter Charger - ETL Certified Conforms to UL458 Standards	AIMS Power 2000 Watt Pure Sine Inverter Charger	Spartan Power 2200 Watt 12V Pure Sine Wave Inverter Charger	Spartan Power 3300 Watt 12V Pure Sine Wave Inverter Charger	Spartan Power 4400 Watt 12V 120/240 Pure Sine Wave	
	Potencia (kW)	10	7	15	20	20	90	3	2	2.2	3.3	4.4	
	Precio_unidad (€)	5526.74	2251.01	3075.65	3171.82	5255.51	22991.39	655.29	476.28	566.19	728.19	890.19	
	cpcs (€/kW)	552.674	321.5728571	205.0433333	158.591	262.7755	255.4598889	218.43	238.14	257.3590909	220.6636364	202.3159091	263.0022923
	Eficiencia (pu)							0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	

Tabla 19. Modelos estudiados para los inversores. (Fuente: Según referencia).

Finalmente, se presentan los valores de costes de almacenamiento de cada tecnología (solamente usado el promedio para las de sulfuro de sodio), los del sistema de conversión de potencia, los de balance de planta y los de operación y mantenimiento. Con ellos se ha obtenido el promedio que ha sido utilizado para el cálculo de viabilidad presentado.

DATA	Batteries - Mid Term ESS							Referencias
	HESS	VRB	ZBB	NaS	Pb-Acid	Ni-Cd	Li-Ion	
cs (€/kWh)	10	600	500	350	150	780	750	[82]
							390	[8]*
		449	449	436	449		245	[7]
					209		245	-
		325			175		475	[11]*
		665.1639			N/A		N/A	- (valores año 2012)
		222.5			280		855	[79]
	66.85	467		298	618	780	795	[10]
								-
							1255.5	[97]
				298	618		880	[9]
								[98]
								[47]
		486	506.25	729			475.875	[80]
								[95]
cpcs (€/kW)	1180	150	150	150	150	150	150	[82]
							150	[8]*
					82			[7]
		172	172	172	172	172	172	-
		675			175		175	[11]*
		2696.895			16.7103		33.21	- (valores año 2012)
		878			80		80	[79]
	2006.5	465		286	378	239	383	[10]
								-
							2106	[97]
				366	378		463	[9]
								[98]
								[47]
		506.25	506.25	506.25			344.25	[80]
								[95]
cbp (€/kW)	0	50	50	50	50	50	50	[82]
								[8]*
								[7]
		465	465	465	465	465	465	-
		50			50		50	[11]*
								- (valores año 2012)
								[79]
	25	25		80	87	Incluidos en	80	[10]
								-
								[97]
				Incluidos en	Incluidos en cpcs		Incluidos en	[9]
								[98]
								[47]
		326.025	326.025	=0.81*(PROMEDIO(80,120)+PROMEDIO			275.4	[80]
								[95]
comf (€/kW)	23.6	5	5	5	5	5	5	[82]
		16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3	[8]*
								[7]
								-
		14000			14000		14000	[11]*
		27.3618			25.0695		27.6156	- (valores año 2012)
								[79]
	30	8.5		3.6	3.4	11	6.9	[10]
								-
								[97]
				36	3.4		6.9	[9]
								[98]
								[47]
		7.695	7.695	7.695			6.885	[80]
								[95]

Tabla 20. Valores obtenidos para los costes del sistema de conversión, los de balance de planta y los de operación y mantenimiento. (*En el caso de encontrar un rango de datos se ha realizado el promedio de éstos). (Fuente: Según referencia).

Referencias

- [1] D. O. F. Philosophy, C. E. Thesis, E. P. Ferrer, P. C. Barcelona, R. Tecnol, and C. Engineering, "EFFECTS OF LONG - TERM FOREST FIRE RETARDANTS ON FIRE INTENSITY , HEAT OF COMBUSTION OF THE FUEL AND FLAME EMISSIVITY," no. September 2009.
- [2] European Commission DG Environment New Alert Service, "Environmental impacts of batteries for low carbon technologies compared," *Sci. Environ. Policy*, p. 1, 2012.
- [3] M. J. Baumann, C. Marcelino, J. Peters, M. Weil, P. Almeida, and E. Wanner, "Environmental impacts of different battery technologies in renewable hybrid micro grid systems," 2017.
- [4] R. Hidalgo-león *et al.*, "A Survey of Battery Energy Storage System (BESS), Applications and Environmental Impacts in Power Systems," *Ecuador Tech. Chapters Meet.*, 2017.
- [5] C. T. C. . Besòs, "Declaración Medioambiental 2014," vol. 2009, pp. 1–22, 2014.
- [6] "La desembocadura del Besòs se reconcilia con el medio ambiente." [Online]. Available: <http://www.lavanguardia.com/local/barcelona/20170828/43878969549/desembocadura-besos-reconcilia-medio-ambiente.html>. [Accessed: 09-Apr-2018].
- [7] IRENA, "Battery Storage for Renewables : Market Status and Technology Outlook," *Irena*, no. January, p. 60, 2015.
- [8] S. Balischewski, I. Hauer, M. Wolter, C. Wenge, and P. Lombardi, "Battery Storage Services that Minimize Wind Farm Operating Costs : A Case Study," 2017.
- [9] B. Zakeri, S. Syri, and F. Wagner, "Economics of energy storage in the German electricity and reserve markets," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, 2017.
- [10] B. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [11] P. Kassing, A. Sumper, T. Müller, and M. Heißwolf, "Battery storage systems feasibility study for revenue models in Germany," *Proc. - 2017 Int. Conf. Mod. Power Syst. MPS 2017*, no. Mps, pp. 0–4, 2017.
- [12] P. Kassing, A. Sumper, T. Müller, and M. Heißwolf, "BATTERY STORAGE SYSTEMS FOR ROSENHEIM. A Case Study about the implementation at the control reserve and spot market.," 2016.
- [13] "regelleistung.net." [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/tender/>. [Accessed: 03-Apr-2018].
- [14] "EPEX SPOT SE: Day-Ahead Auction." [Online]. Available: <http://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction>. [Accessed: 03-Apr-2018].
- [15] Federal Republic of Germany, "Act on the Development of Renewable Energy Sources - RES Act 2017," no. July, p. 179, 2017.

- [16] "BMW i - Federal Ministry for Economic Affairs and Energy - The next phase of the energy transition: The 2017 Renewable Energy Sources Act." [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Artikel/Energy/eeg-2017.html>. [Accessed: 03-Apr-2018].
- [17] EPEX SPOT SE, "Description of EPEX Spot Markets Indices," no. February, 2015.
- [18] "EPEX SPOT SE: Welcome." [Online]. Available: <http://www.epexspot.com/en/>. [Accessed: 01-Apr-2018].
- [19] Entso-e *et al.*, "Entsoe," *Publ. Entso-e*, no. June, pp. 1–17, 2012.
- [20] "Continental Europe Operation Handbook." [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>. [Accessed: 29-Mar-2018].
- [21] EPRI, "Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits," *Epri*, pp. 1–170, 2010.
- [22] P. B. Group and V. A. Salandra, "NAS Battery Division , Power Business Group," no. March, 2016.
- [23] A. Gómez Expósito and A. Sudrià Andreu, *El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro*, vol. 29, no. 2. 2017.
- [24] "ViZn Energy Systems | GS200® Energy Storage." [Online]. Available: <https://www.viznenergy.com/product-gs200/>. [Accessed: 23-Mar-2018].
- [25] A. A. Taffese, E. Tedeschi, and E. De Jong, "A Control Scheme for Utilizing Energy Storage of the Modular Multilevel Converter for Power Oscillation Damping."
- [26] Y. Bak, J. Lee, and K. Lee, "A Low Voltage Ride Through Control Strategy for Energy Storage Systems," 2016.
- [27] I. Ranaweera and O. M. Midtgard, "Centralized control of energy storages for voltage support in low-voltage distribution grids," *EEEIC 2016 - Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, 2016.
- [28] "Buy the best ultracapacitors and supercapacitors online." [Online]. Available: <https://www.skeletontech.com/ultracapacitor-webstore>. [Accessed: 21-Mar-2018].
- [29] "Audi e-gas Projekt." [Online]. Available: <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/audi-e-gas-projekt/>. [Accessed: 19-Mar-2018].
- [30] European Association for Storage of Energy, "Energy Storage Technologies," 2013.
- [31] "EASE Storage." [Online]. Available: <http://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>. [Accessed: 18-Mar-2018].
- [32] "CSP: Developments in heat transfer and storage materials - Renewable Energy Focus." [Online]. Available: <http://www.renewableenergyfocus.com/view/17095/csp-developments-in-heat-transfer-and-storage-materials/>. [Accessed: 18-Mar-2018].

- [33] D. Zhou *et al.*, “Technology Roadmap,” *SpringerReference*, vol. 92, no. January, p. 24, 2013.
- [34] “Concentrating Solar Power Projects - Andasol-1 | Concentrating Solar Power | NREL.” [Online]. Available: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=3. [Accessed: 18-Mar-2018].
- [35] “Solenoids as Magnetic Field Sources.” [Online]. Available: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/magnetic/solenoid.html#c1>. [Accessed: 17-Mar-2018].
- [36] “Toroidal Magnetic Field.” [Online]. Available: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbase/magnetic/toroid.html>. [Accessed: 17-Mar-2018].
- [37] “The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor | Supercapacitors (EDLC) | Murata Manufacturing Co., Ltd.” [Online]. Available: <https://www.murata.com/products/capacitor/edlc/techguide/principle>. [Accessed: 16-Mar-2018].
- [38] “Flywheel Stabilization for Spanish Microgrid | Engerati - The Smart Energy Network.” [Online]. Available: <https://www.engerati.com/article/flywheel-stabilization-spanish-microgrid>. [Accessed: 14-Mar-2018].
- [39] “Red Eléctrica de España | Red Eléctrica puts into service a flywheel in Lanzarote for frequency and voltage stabilisation.” [Online]. Available: <http://www.ree.es/en/press-office/press-release/2014/10/red-electrica-puts-service-flywheel-lanzarote-frequency-and-voltage-stabilisation>. [Accessed: 14-Mar-2018].
- [40] I. Renewable and E. Agency, *Electricity Storage and Renewables : Costs and Markets To 2030*, no. October. 2017.
- [41] “Vionx Energy | Long Run, Durable Energy Storage – Guaranteed.” [Online]. Available: <http://www.vionxenergy.com/>. [Accessed: 12-Mar-2018].
- [42] “Disvent.” [Online]. Available: <http://www.disvent.com/productos/baterias>. [Accessed: 05-Mar-2018].
- [43] “Leclanché | leading lithium ion battery solutions.” [Online]. Available: <http://www.leclanche.com/>. [Accessed: 05-Mar-2018].
- [44] M. F- and R. Power, “60Ah LTO,” vol. 1, no. 989, pp. 5–6, 2017.
- [45] I. Control, “Batería de Litio-Ion de 24V 180Ah / 100Ah y Lynx Ion + Derivador Especificaciones del Lynx Ion + Derivador.”
- [46] “Microvast | Fast-Charging | Electric Vehicle | Energy Storage | Thinking Forward. Powering Now.” [Online]. Available: <http://www.microvast.com/index.php/welcome>. [Accessed: 02-Mar-2018].
- [47] “Redflow Understanding the RedFlow Battery White Paper | 2015 Introduction The Redflow ZBM at a glance,” 2015.

- [48] "Redflow Energy Storage Solutions." [Online]. Available: <https://redflow.com/>. [Accessed: 02-Mar-2018].
- [49] "Home - UniEnergy Technologies." [Online]. Available: <http://www.uetechologies.com/>. [Accessed: 01-Mar-2018].
- [50] "Home - VanadiumCorp Resource Inc." [Online]. Available: <https://www.vanadiumcorp.com/>. [Accessed: 01-Mar-2018].
- [51] Saft, "Ni-Cd block battery: Technical manual," no. May, 2011.
- [52] "Battery Specialists , Worldwide battery distribution and Battery procurement." [Online]. Available: <http://ukbatterysales.co.uk/>. [Accessed: 28-Feb-2018].
- [53] "Alcad.com." [Online]. Available: <http://www.alcad.com/>. [Accessed: 28-Feb-2018].
- [54] "Saft Batteries | Designed for Industry." [Online]. Available: <https://www.saftbatteries.com/>. [Accessed: 28-Feb-2018].
- [55] "All About Batteries, Part 9: Sodium Sulfur (NaS) | EE Times." [Online]. Available: https://www.eetimes.com/author.asp?section_id=36&doc_id=1323091. [Accessed: 27-Feb-2018].
- [56] "Product | ESS Battery | LG Chem." [Online]. Available: <http://www.lgchem.com/global/ess/ess/product-detail-PDEC0001>. [Accessed: 27-Feb-2018].
- [57] "NAS ENERGY STORAGE SYSTEM: Sodium Sulfur Battery." [Online]. Available: <https://www.ngk.co.jp/nas/>. [Accessed: 27-Feb-2018].
- [58] "EV-Power | Your Complete Power Solutions." [Online]. Available: <https://www.ev-power.eu/>. [Accessed: 26-Feb-2018].
- [59] "Types of Lithium-ion Batteries – Battery University." [Online]. Available: http://batteryuniversity.com/index.php/learn/article/types_of_lithium_ion. [Accessed: 25-Feb-2018].
- [60] "Lead Acid Batteries | REUK.co.uk." [Online]. Available: <http://www.reuk.co.uk/wordpress/storage/lead-acid-batteries/>. [Accessed: 24-Feb-2018].
- [61] Consentec GmbH, "Description of load-frequency control concept and market for control reserves," no. February, p. 43, 2014.
- [62] "Información técnica sobre las baterías y la carga de baterías." [Online]. Available: http://batterycontroller.com/es/info_baterias_y_tecnologia.html. [Accessed: 24-Feb-2018].
- [63] ENTSO-E, "P1: Load-Frequency Control and Performance," *Cont. Eur. Oper. Handb.*, no. Cc, pp. P1-1-P1-32, 2009.
- [64] "regelleistung.net." [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/>. [Accessed: 19-Feb-2018].

- [65] "ENTSO-E Member Companies." [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/inside-entso-e/member-companies/Pages/default.aspx>. [Accessed: 16-Feb-2018].
- [66] "XALT Energy is a global manufacturer of lithium ion cells, batteries and energy solutions." [Online]. Available: <https://www.xaltenergy.com/>. [Accessed: 16-Feb-2018].
- [67] "Lithium Batteries • TESVOLT." [Online]. Available: <http://www.tesvolt.com/en/lithium-batterien.html>. [Accessed: 15-Feb-2018].
- [68] "Outback EnergyCell 2770Ah 48V AGM Battery System (4x6) 2700RE | CivicSolar." [Online]. Available: <https://www.civicsolar.com/product/outback-2700re-energycell-48v-2288ah-agm-battery-system>. [Accessed: 14-Feb-2018].
- [69] "Home - Battle Born Batteries." [Online]. Available: <https://battlebornbatteries.com/>. [Accessed: 14-Feb-2018].
- [70] D.-I. Stroe, M. Swierczynski, S. K. Kaer, and R. Teodorescu, "Degradation Behavior of Lithium-Ion Batteries during Calendar Ageing – The Case of the Internal Resistance Increase," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 54, no. 1, pp. 1–1, 2017.
- [71] T. Height, "Uc 2 3 0-12," pp. 1–2.
- [72] "LAS PILAS DE HIDRÓGENO: Funcionamiento de las pilas de hidrógeno." [Online]. Available: <http://laspilasdehidrogeno.blogspot.com.es/2010/12/funcionamiento-de-las-pilas-de.html>. [Accessed: 12-Feb-2018].
- [73] "Electrochemical Cells and the Nernst Equation." [Online]. Available: http://www.fountainheadpress.com/chemistry/assets/electrochemicalcellsandthenernstequation_wm.pdf. [Accessed: 12-Feb-2018].
- [74] "6.REACCIONES REDOX. PILAS | Física y Química Castillodeluna's Blog." [Online]. Available: <https://fyqcastillodeluna.wordpress.com/2º-bach-quimica-2/reacciones-redox-pilas/>. [Accessed: 12-Feb-2018].
- [75] [RWE Power] - Rheinisch Westfälisches Elektrizitätswerk AG, "ADELE–Adiabatic Compressed-Air Energy Storage for Electricity Supply," *Köln*, pp. 4–5, 2010.
- [76] "DOE Global Energy Storage Database." [Online]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/>. [Accessed: 07-Feb-2018].
- [77] "Centrales Térmicas de Ciclo Combinado." [Online]. Available: <http://www.cicloscombinados.com/>. [Accessed: 07-Feb-2018].
- [78] "APEX CAES." [Online]. Available: <http://www.apexcaes.com/>. [Accessed: 07-Feb-2018].
- [79] V. Jülch, "Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method," vol. 183, pp. 1594–1606, 2016.
- [80] C. Reference, B. Energy, S. Study, S. O. W. D. No, and L. Entity, "Battery Energy Storage Study for the 2017 IRP," 2017.

- [81] S. M. Ieee, "Energy Storage and Power Electronics Technologies : A Strong Combination to Empower the Transformation to the Smart Grid," vol. 105, no. 11, pp. 2191–2219, 2017.
- [82] F. Díaz-González, A. Sumper, and O. Gomis-Bellmunt, *Energy Storage in Power Systems*, First. John Wiley & Sons Ltd, 2016.
- [83] A. Lachuriya, "Stationary Electrical Energy Storage Technology for Global Energy Sustainability: A Review," pp. 0–5, 2017.
- [84] I. H. A. Report, "2017 KEY TRENDS IN HYDROPOWER," 2017.
- [85] Energy Storage Association, "Energy Storage Association," *Energy Storage Technologies*, 2016. [Online]. Available: <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-technologies>. [Accessed: 14-Mar-2018].
- [86] R. Taylor, "International Hydropower Association," 2011. [Online]. Available: <https://www.hydropower.org/>. [Accessed: 06-Feb-2018].
- [87] "China Changhong Pocket Type Nickel Cadmium Battery Kpm Series (Ni-CD Battery) - China Nickel Cadmium Battery, Ni-CD Battery." [Online]. Available: <http://changhong-battery.en.made-in-china.com/product/nKTxiWVvZCkX/China-Changhong-Pocket-Type-Nickel-Cadmium-Battery-Kpm-Series-Ni-CD-Battery-.html>. [Accessed: 05-Feb-2018].
- [88] "Inversores Solares | Inversor Onda Senoidal Precio." [Online]. Available: <https://autosolar.es/inversores>. [Accessed: 05-Feb-2018].
- [89] "Nickel Cadmium Battery 24v 7ah | BGN7000-20SWP-A800EC(7AH) - \$159.95." [Online]. Available: <http://batteryguy.com/nickel-cadmium-battery-24v-7ah-bgn7000-20swp-a800ec-7ah.html>. [Accessed: 05-Feb-2018].
- [90] "PS-F Power-Sonic | Mouser España." [Online]. Available: <https://www.mouser.es/ProductDetail/Power-Sonic/PS-F?qqs=0nRhmvIrsnatm0V7fI0t1g%3D%3D>. [Accessed: 05-Feb-2018].
- [91] "Battery Technologies | Association of European Automotive and Industrial Battery Manufacturers." [Online]. Available: <http://www.eurobat.org/battery-technologies>. [Accessed: 05-Feb-2018].
- [92] Teknosolar.com, "Baterías solares y acumuladores para aplicaciones Solares." [Online]. Available: <http://www.teknosolar.com/baterias>. [Accessed: 02-Feb-2018].
- [93] "Baterías AGM | Comprar Batería AGM al mejor precio." [Online]. Available: <https://autosolar.es/baterias-agm>. [Accessed: 02-Feb-2018].
- [94] "Baterías y Pilas Recargables | Piezas y accesorios de Baterías y Pilas Recargables." [Online]. Available: <https://es.rs-online.com/web/c/baterias/baterias-pilas-recargables/>. [Accessed: 02-Feb-2018].
- [95] "Supercondensadores | Mouser España." [Online]. Available: https://www.mouser.es/Power/Supercapacitors/_/N-6uivw/. [Accessed: 02-Feb-2018].

- [96] “BMOD0165 P048 C01 Maxwell Technologies | Mouser España.” [Online]. Available: <https://www.mouser.es/ProductDetail/Maxwell-Technologies/BMOD0165-P048-C01?qs=vabgM74n7ECtM3Jul4EDEQ%3D%3D>. [Accessed: 02-Feb-2018].
- [97] M. Farhadi and O. Mohammed, “Energy Storage Technologies for High-Power Applications,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 52, no. 3, pp. 1953–1962, 2016.
- [98] P. Yulong, A. Cavagnino, S. Vaschetto, C. Feng, and A. Tenconi, “Flywheel energy storage systems for power systems application,” *2017 6th Int. Conf. Clean Electr. Power Renew. Energy Resour. Impact, ICCEP 2017*, pp. 492–501, 2017.
- [99] “Primus Power.” [Online]. Available: <http://primuspower.com/en/product/>. [Accessed: 13-Apr-2018].
- [100] “Enerdel Lithium Batteries – EVolve Electrics.” [Online]. Available: <https://evolveelectrics.com/collections/lithium-batteries>. [Accessed: 13-Apr-2018].
- [101] A. J. Davidson, S. P. Binks, and J. Gediga, “Lead industry life cycle studies: environmental impact and life cycle assessment of lead battery and architectural sheet production,” *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 21, no. 11, pp. 1624–1636, 2016.
- [102] U.S. EPA, “Application of Life-Cycle Assessment to Nanoscale Technology: Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles,” *United States Environ. Prot. Agency*, pp. 1–119, 2013.

Anexos

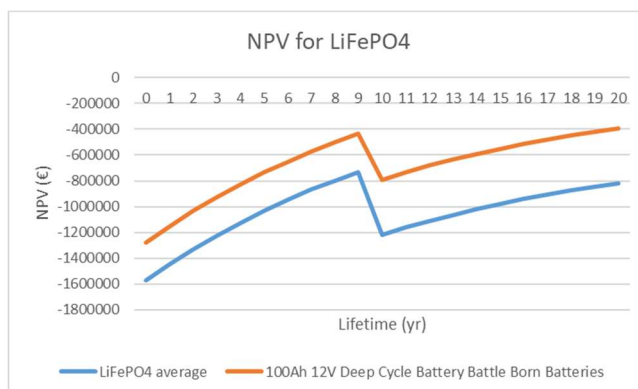


Gráfico 13. Evolución del VAN para las baterías LiFePO4 de litio. Comparación con el precio de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

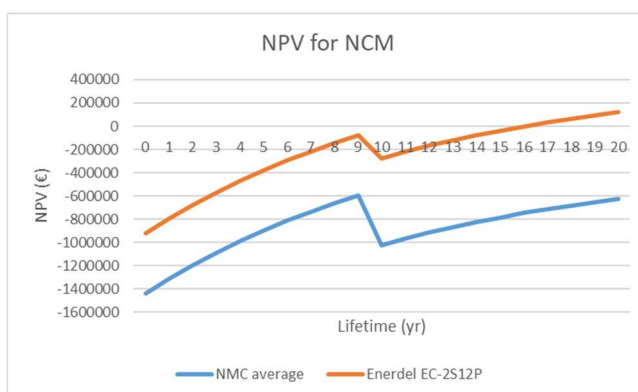


Gráfico 14. Evolución del VAN para las baterías NCM de litio. Comparación con el precio de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

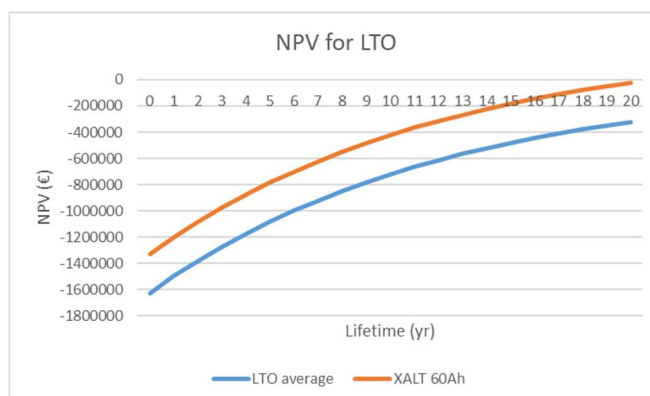


Gráfico 15. Evolución del VAN para las baterías LTO de litio. Comparación con el precio de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

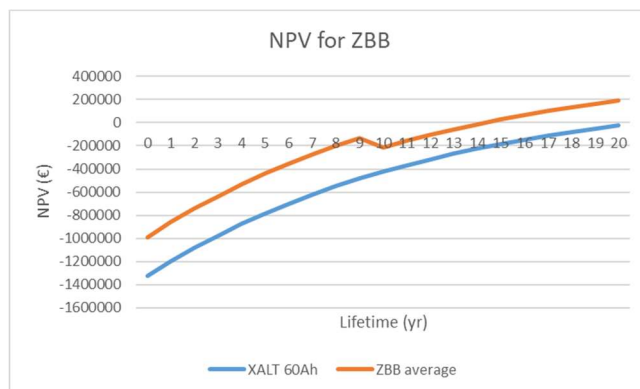


Gráfico 16. Evolución del VAN para las baterías de flujo ZBB. Comparación con el precio de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

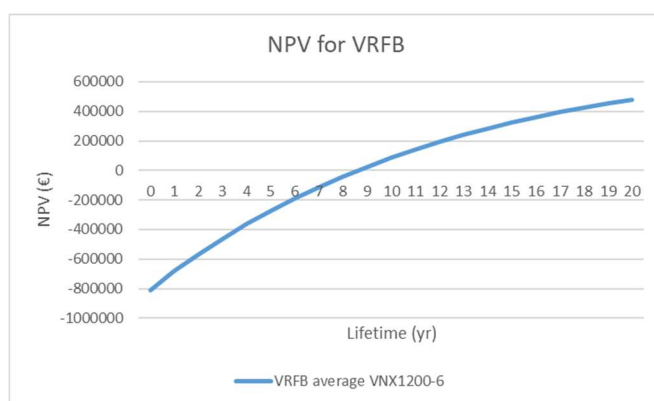


Gráfico 17. Evolución del VAN para las baterías de flujo VRFB. Comparación con el precio de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

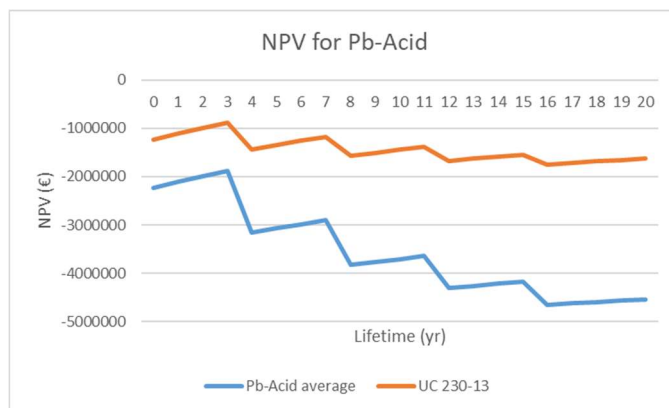


Gráfico 18. Evolución del VAN para las baterías de plomo-ácido. Comparación con el precio de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

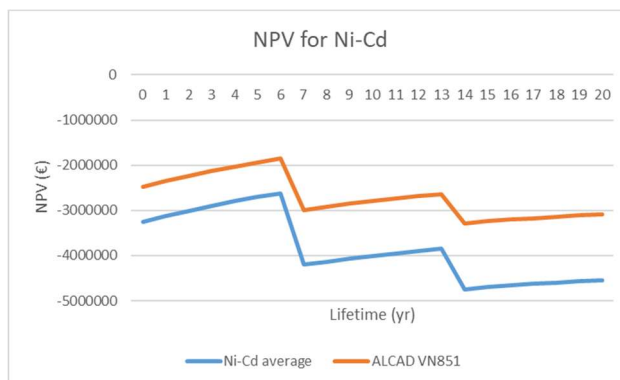


Gráfico 19. Evolución del VAN para las baterías de níquel-cadmio. Comparación con el precio de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

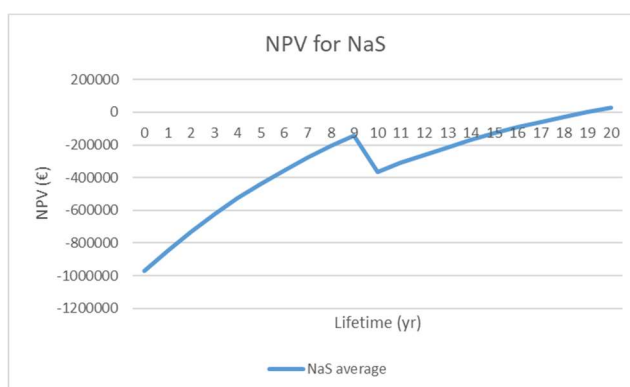


Gráfico 20. Evolución del VAN para las baterías de sulfuro de sodio. Comparación con el precio de almacenamiento promedio de varios modelos y el modelo más barato. (Fuente: Propia).

